National Energy Board | Office national de l'énergie

Reasons for Decision

EnCana Ekwan Pipeline Inc.

GH-1-2003

September 2003

Facilities

National Energy Board

Reasons for Decision

In the Matter of

EnCana Ekwan Pipeline Inc.

Application dated 17 March 2003 for the construction and operation of the Ekwan Pipeline

GH-1-2003

September 2003

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2003 as represented by the National Energy Board

Cat No. NE22-1/2003-6E
ISBN 0-662-34864-8

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2003 représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2003-6F
ISBN 0-662-89699-8

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada

Table of Contents

List of Figures i
List of Tables ii
List of Appendices ii
Approximate Conversions ii
Abbreviations iii
Recital and Appearances v

1. Introduction 1

2. Engineering Matters 4
2.1 Facilities Description 4
2.2 Appropriateness of the Design 4
2.3 Pipeline Integrity Considerations 5

3. Land Matters 7
3.1 Route Description 7
3.2 Route Criteria and Selection 7
3.3 Land Requirements and Access 9

4. Consultation Matters 12
4.1 Early Public Notification 12
4.2 Aboriginal Consultation 13

5. Socio-Economic Matters 16

6. Environmental Matters 19
6.1 Environmental Screening Process 19

7. Financial and Economic Matters 20
7.1 Financial Matters 20
7.2 Tolls, Tariff and Transportation 20
7.3 Method of Regulation 21
7.4 Economic Feasibility 22

8. Disposition 24

List of Figures

1-1 Ekwan Pipeline 3
3-1 Ekwan Pipeline Alternate Routes 8

List of Tables

2-1 Pipe Specifications for the Proposed Ekwan Pipeline 4

List of Appendices

I List of Issues 25
II Certificate Conditions 26

Approximate Conversions

1 metre = 3.28 feet

1 kilometre = 0.62 mile

1 cubic metre = 35.3 cubic feet

1 hectare = 2.47 acres

1000 kilopascals = 145 psi

Abbreviations

$10^3m^3/d$	thousand cubic metres per day
$10^6m^3/d$	million cubic metres per day
Bcf/d	billion cubic feet per day
Board or NEB	National Energy Board
CEA Act	*Canadian Environmental Assessment Act*
CSA	Canadian Standards Association
EnCana Ekwan or Applicant	EnCana Ekwan Pipeline Inc.
EnCana O&G	EnCana Oil & Gas Partnership
FBE	Fusion Bond Epoxy
ha	hectares
HDD	horizontal directional drilling
km	kilometre
KP	kilometre post
kPag	kilopascals (gauge)
LWBC	Land and Water British Columbia Inc.
m	metre
mm	millimetre
MMcf/d	millions of cubic feet per day
MOG	Memorandum of Guidance on the Regulation of Group 2 Companies
NEB Act	*National Energy Board Act*
NGTL	Nova Gas Transmission Ltd.
NPS	nominal pipe size (in inches)
NSOCSF	Northern Society of Oilfield Contractors and Service Firms
OPR-99	*Onshore Pipeline Regulations, 1999*
PDR	Petroleum Development Road

PLA	Pipeline Lease Agreement
psig	pounds per square inch (gauge)
RoW	right-of-way
SCADA	supervisory control and data acquisition
SYD	Sierra-Yoyo-Desan
Westcoast	Westcoast Energy Inc.

Recital and Appearances

IN THE MATTER OF the *National Energy Board Act* (NEB Act or the Act) and the Regulations made thereunder; and

IN THE MATTER OF an application dated 17 March 2003 by EnCana Ekwan Pipeline Inc. for a certificate of public convenience and necessity pursuant to section 52 of the NEB Act to construct and operate the proposed Ekwan Pipeline; and

IN THE MATTER OF Hearing Order GH-1-2003;

HEARD in Fort St. John, British Columbia on 28 and 29 July 2003.

BEFORE:

K. W. Vollman	Presiding Member
J.-P. Théorêt	Member
G. Caron	Member

APPEARANCES:	COMPANY:	WITNESSES:
T. H. Hughes	EnCana Ekwan Pipeline Inc.	J. Christoffersen R. Eccles G. Fedirchuk H. Jung B. Ramsay P. Tahmazian R. Wight
B. Fedderley	Northern Society of Oilfield Contractors & Service Firms	
J. Locher	City of Fort St. John	
Chief D. Testawich D. Good Striker	Duncan's First Nation	
M. L. Haug J. B. Hanebury, Q.C.	Board Counsel	

Chapter 1

Introduction

On 17 March 2003, EnCana Ekwan Pipeline Inc. (EnCana Ekwan or Applicant) applied to the National Energy Board (the Board or NEB) for:

a) a Certificate of Public Convenience and Necessity pursuant to Section 52 of the NEB Act authorizing EnCana Ekwan to construct and operate a pipeline in northeastern British Columbia and northwestern Alberta (Ekwan Pipeline);

b) an Order made pursuant to Part IV of the NEB Act designating EnCana Ekwan as a Group 2 company in respect of the Ekwan Pipeline;

c) an exemption, pursuant to Part I of the Board's Guidelines for Filing Requirements, from having to comply with certain filing requirements;

d) such further and other relief as EnCana Ekwan may request or as the Board may deem appropriate pursuant to Section 20 of the NEB Act; and

e) a determination under the *Canadian Environmental Assessment Act* (CEA Act).

The proposed Ekwan Pipeline would consist of approximately 83 km of 610 mm (NPS 24) outside diameter sweet dry natural gas transmission pipeline and related facilities consisting of pipeline risers, a pig launcher, a pig receiver, valves, supervisory control and data acquisition (SCADA) and cathodic protection facilities and tie-in pipelines. The design capacity of the Ekwan Pipeline would be approximately 11.8 $10^6 m^3/d$ (418 MMcf/d). The pipeline route would commence at the EnCana Oil & Gas Partnership (EnCana O&G) Sierra Gas Plant located at a-26-K 94-I-11, approximately 81 km east of Fort Nelson, British Columbia and terminate at a tie-in point on the Nova Gas Transmission Ltd. (NGTL) Northwest Mainline located at 10-15-111-12 W6M, approximately four km east of the Alberta/British Columbia border, near Rainbow Lake, Alberta (see Figure 1-1). The purpose of the Ekwan Pipeline would be to allow the transportation of sweet natural gas to be produced by EnCana O&G from wells located in the Greater Sierra area of British Columbia to the NGTL pipeline system in Alberta.

EnCana Ekwan proposed to construct the Ekwan Pipeline between December 2003 and March 2004, with an anticipated startup date of early April 2004. The total capital cost of the Ekwan Pipeline is estimated to be $55 million.

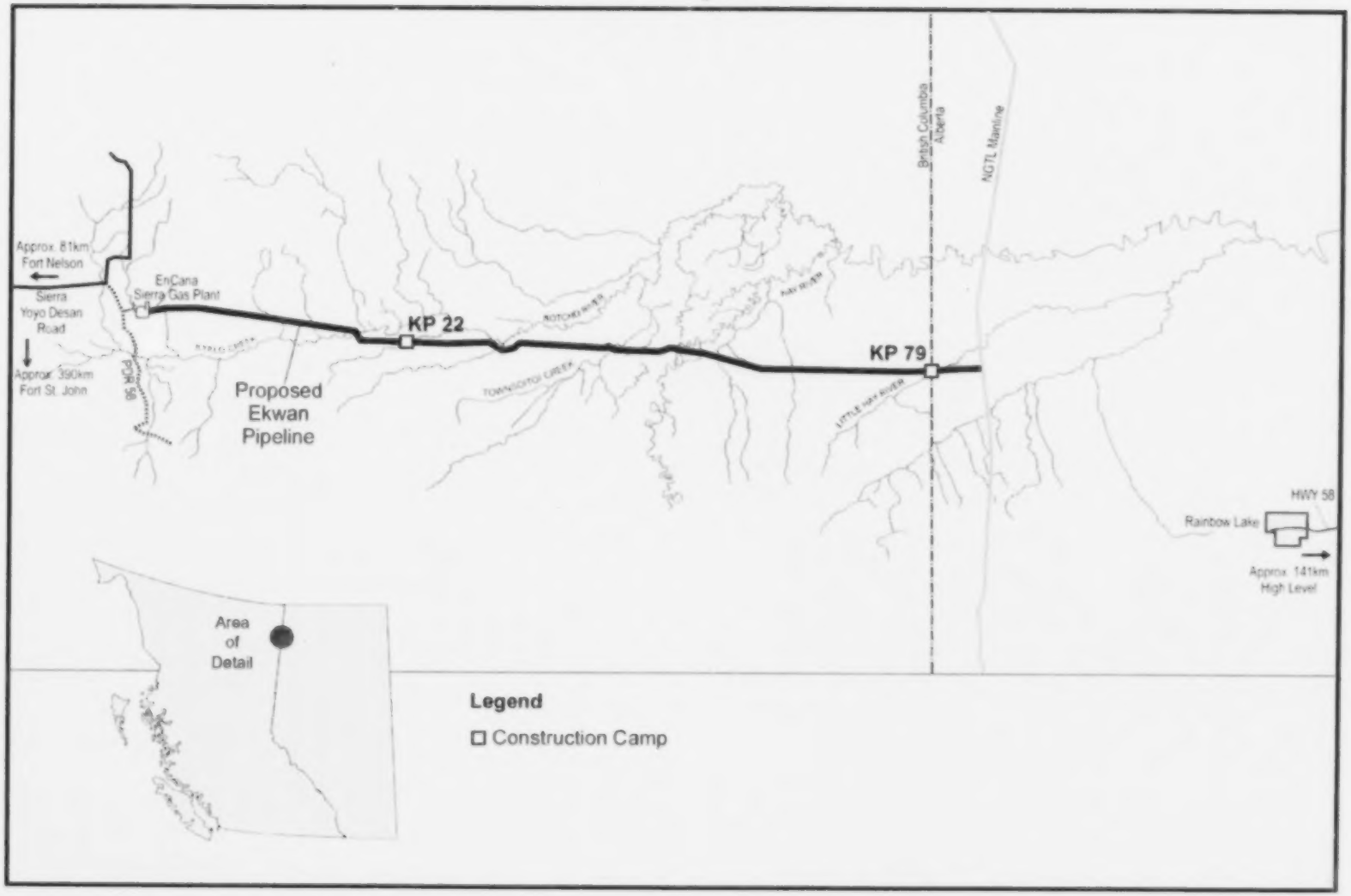
The Board decided to consider the application in an oral public hearing and issued Hearing Order GH-1-2003 on 25 April 2003. In the Hearing Order the Board stated the hearing would begin on 28 July 2003. This date was selected to enable EnCana Ekwan to file the results and supporting information of the field studies it proposed to conduct in May, June and July 2003.

From 12 to 15 May 2003, NEB staff conducted public information sessions near the proposed Ekwan Pipeline route in High Level and Rainbow Lake, Alberta and Fort Nelson and Fort St. John, British Columbia. The purpose of the sessions was to describe the role of the Board, the public hearing process and how the public could participate in the hearing. The Board also wrote to the six aboriginal groups who were identified as having an interest in the proposed project to notify them of the upcoming public information sessions and to offer to meet with them individually for the same purpose. The Fort St. John Metis Society accepted the Board's invitation and, on 16 May 2003, Board staff met with the Society and provided the same information as was provided in the previous public information sessions.

The oral hearing was held in Fort St. John, British Columbia on 28 and 29 July 2003. Three intervenors appeared: City of Fort St. John, Duncan's First Nation and the Northern Society of Oilfield Contractors and Service Firms. Mr. Omar Lazarowich also intervened in the proceeding and asked questions of the Applicant but did not appear at the hearing.

As a responsible authority under the CEA Act, the Board completed an environmental screening report for the Ekwan Pipeline pursuant to the CEA Act and the Board's regulatory process.

Figure 1-1
Ekwan Pipeline



Chapter 2

Engineering Matters

2.1 Facilities Description

The Ekwan Pipeline would have the capability of transporting approximately 11.8 $10^6 m^3/d$ (418 MMcf/d) of sweet dry natural gas, under the design inlet pressure of 9650 kPag (1400 psig) and design outlet pressure of 8450 kPag (1226 psig). The expected outlet pressure at startup would be 6200 kPag (900 psig), which would be determined by the NGTL inlet pressure.

The 83.6 km proposed pipeline route would involve eight watercourse crossings, four of which would require horizontal directional drilling (HDD). Geotechnical investigations of the four HDD crossings indicate that the subsurface conditions are conducive to this type of crossing.

2.2 Appropriateness of the Design

EnCana Ekwan stated that it would design and construct the Ekwan Pipeline to meet the requirements of the *Onshore Pipeline Regulations, 1999* (OPR-99) and Canadian Standards Association (CSA) Standard Z662-99, *Oil and Gas Pipeline Systems*.

Construction materials would meet or exceed the following specifications:

- Steel Line Pipe: CSA Z245.1 – 02
- Steel Fittings: CSA Z245.11 – 01
- Steel Flanges: CSA Z245.12 – 01
- Steel Valves: CSA Z245.15 – 01

The Ekwan Pipeline would be designed and tested in accordance with the requirements of the selected maximum operating pressure of 9930 kPag (1440 psig). The design specifications of the proposed pipeline are summarized in Table 2-1.

Table 2-1
Pipe Specifications for the Proposed Ekwan Pipeline

Outside Diameter (mm)	Material Grade (MPa)	Wall Thickness (mm)	Approximate Length (km)	External Pipeline Coating
610	483 Cat II M5C	7.9	81.5	Fusion Bond Epoxy (FBE)*
		11.1 **	2.1	

* All external pipeline coating to be utilized for HDD would be dual powder FBE abrasion coating.
** The heavier wall pipe would be utilized at road crossings, assemblies and other locations as defined by CSA requirements. In addition, heavy wall pipe would be utilized for the HDD.

No party challenged the technical basis for the proposed design, construction and operation of the Ekwan Pipeline.

Views of the Board

The Board is satisfied that the proposed facilities would be designed, constructed and operated in accordance with the NEB Act, OPR-99 and other appropriate standards and governing codes.

2.3 Pipeline Integrity Considerations

Corrosion Protection

The Ekwan Pipeline would transport sweet natural gas processed by the EnCana O&G Sierra Gas Plant. The plant has continuous monitoring of the water content of gas leaving the plant as well as alarm and shut-down controls, which would ensure that gas containing water does not enter the Ekwan Pipeline.

EnCana Ekwan's integrity management plan would involve in-line inspection of the pipeline. The pipeline would be equipped with a pig launcher and receiver capable of handling modern in-line inspection tools.

An impressed current cathodic protection system would supplement the external pipeline coating to provide corrosion protection for the entire pipeline.

Permafrost

The project area is located at the southern fringe of the discontinuous permafrost zone. EnCana Ekwan investigated the nature and extent of permafrost along the route of the Ekwan Pipeline by means of aerial photo interpretation, fixed-frequency electromagnetic surveys and ground-penetrating radar. EnCana Ekwan concluded from the results of this investigative fieldwork that the presence of ice-rich permafrost along the right-of-way (RoW) is unlikely. EnCana Ekwan stated that permafrost degradation would therefore cause little to no subsidence and, hence, would have little impact on pipeline integrity.

The pipeline route would parallel existing linear disturbances whenever feasible, where it is anticipated that the permafrost has already degraded. To mitigate permafrost degradation in undisturbed areas along the RoW, a Permafrost Protection Plan would be implemented.

Hydrostatic Pressure Testing

Prior to operation, the pipeline would be hydrostatically pressure tested in order to demonstrate that the pipeline is safe to operate to the requested maximum operating pressure. To minimize the effect on the environment during hydrostatic testing activities, commitments made in the Environmental Protection Plan would be followed.

Views of the Board

The Board accepts the Applicant's approach to corrosion protection and impact of permafrost.

In order to verify that proper procedures will be utilized, the Board will impose a condition in any certificate that may be granted requiring EnCana Ekwan to file its pressure testing program with the Board pursuant to sections 7 and 23 of the OPR-99.

Chapter 3

Land Matters

3.1 Route Description

The proposed route of the Ekwan Pipeline, described in Chapter 1, is located entirely on Crown land. The pipeline's 83 km RoW would be parallel to and contiguous with 20.5 km of existing road and utility RoW and would also follow 42.8 km of existing seismic lines.

3.2 Route Criteria and Selection

Route Criteria

EnCana Ekwan made an initial determination to maximize the use of existing rights-of-way, seismic lines and other disturbances for the proposed route. EnCana Ekwan would also utilize existing disturbances, to the extent possible, for temporary workspace. When determining the width of the RoW, EnCana Ekwan considered safe work practices, physical requirements for topsoil and spoil handling, size of equipment required for construction and provincial maximum clearing guidelines.

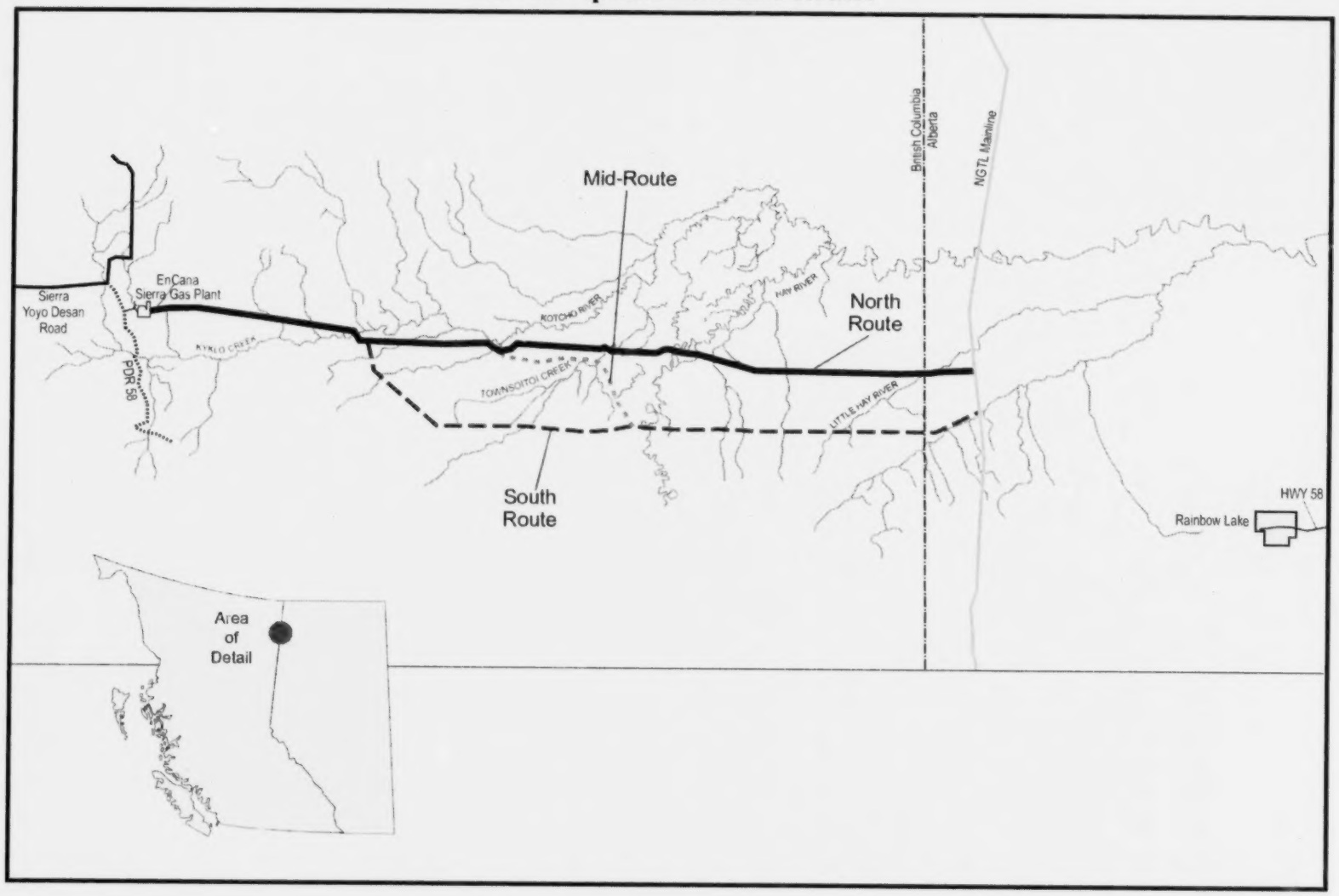
Three routing alternatives, described as the North, Mid-route and South routing alternatives, were considered for the purpose of moving gas from the EnCana O&G Sierra Gas Plant to the NGTL Northwest Mainline Pipeline (see Figure 3-1). Criteria for evaluating the three alternatives between the identified control points included an assessment of: (i) appropriate land use compatibility; (ii) construction cost and difficulties; and (iii) the biophysical sensitivities of the project area.

Route Selection

EnCana Ekwan selected the North route as the preferred alternative for the following reasons:

- construction costs and risks would be reduced;
- seventy-six percent of the length of the route would follow existing disturbed corridors;
- little new access potential and associated habitat fragmentation would be expected for the area;
- the resource management objectives would be compatible for the area; and
- provincial resource management agencies or affected stakeholders expressed no opposition to the North route.

Figure 3-1
Ekwan Pipeline Alternate Routes



Views of the Board

The Board has considered EnCana Ekwan's route selection criteria and routing alternatives and finds the proposed route to be acceptable.

3.3 Land Requirements and Access

Land Requirements

The length of the Ekwan Pipeline would be approximately 83 km. In Alberta, the width of the RoW would typically be 25 m. In British Columbia, it would be 15 m wide. At the west end of the proposed project, the RoW would parallel and be contiguous with:

- 80 m of EnCana O&G's existing RoW; and
- 20.5 km of Westcoast Energy Inc.'s[1] (Westcoast) existing RoW.

EnCana Ekwan would also utilize 5 m of temporary workspace located immediately adjacent to and on the south side of Westcoast's existing RoW. This would reduce the project RoW width for this segment of the pipeline to 20 m.

Extra temporary workspace would also be required at road crossings, pipeline crossings, watercourse crossings, side bends, graded areas, HDD entry and exit points, staging areas, timber decking sites, intermediate block valves, pressure test sites and at those sites where ditch side instability is identified and buoyancy control is required.

Cathodic protection ground beds would be installed at strategic locations along the British Columbia RoW and would also require additional permanent RoW. Above-ground block valves would be located at KP 30 and KP 55, and both pigging facilities would be located on the RoW. Land and Water British Columbia Inc. (LWBC) would determine if the cathodic protection beds, block valves and pig launcher facilities would be subject to additional tenure requirements.

EnCana Ekwan advised that the pipe would be delivered by rail to High Level, Alberta. As there is insufficient space to store all the pipe at the High Level rail standing, EnCana Ekwan is considering three existing disturbed sites located near Rainbow Lake, Alberta. The pipe storage site would be confirmed closer to the commencement of construction.

EnCana Ekwan would utilize two previously-disturbed sites for its construction camps for approximately five months. EnCana Ekwan stated that additional undisturbed area would also be required. The eastern camp, located south of KP 79 (see Figure 1-1), would require an estimated area of 3.1 hectares (ha). The western camp located near KP 22 would require an estimated area of 6.1 ha.

[1] Westcoast Energy Inc. carrying on business as Duke Energy Gas Transmission Canada

Land Acquisition

EnCana Ekwan would acquire a temporary permit (Permission to Construct) from LWBC for the British Columbia portion of the project. The temporary permit would also include the temporary workspaces required for pipeline construction. LWBC would issue a Statutory RoW following the registration of the final as-built survey plan for the project.

EnCana Ekwan would acquire a Letter of Authority for a Pipeline Lease Agreement (PLA) for the Alberta portion of the RoW from the Ministry of Sustainable Resources Development. All temporary workspace would be included in the PLA. The PLA would be registered in the Public Land Standing and the legal survey plan would be registered with Alberta Land Titles Registries.

EnCana Ekwan confirmed that Section 87 notices were served on the provincial government departments and the affected trappers and guide/outfitters as part of the land acquisition program.

Facility Crossings

EnCana Ekwan identified 26 facility crossings and confirmed that each of the related facility operators had been served with a Section 87 notice. None of the operators expressed any concerns with the proposed project. Upon completion of legal surveys, EnCana Ekwan would enter into crossing and proximity agreements with these operators. Further, EnCana Ekwan did not anticipate any problems with obtaining these agreements prior to the commencement of construction.

Right-of-Way Access

RoW access would be provided by all-weather and winter roads. Access to the west end of the RoW would be reached from Fort Nelson by following the existing all-weather roads:

- east along the Sierra-Yoyo-Desan (SYD) Road from Fort Nelson;
- south along the Petroleum Development Road (PDR) 58 from the SYD turnoff; and
- east along the Sierra Plant Road from the PDR 58 turnoff to the EnCana O&G Sierra Gas Plant.

Access to the east end of the RoW from Rainbow Lake, Alberta would likely follow:

- west along Highway 58 to the Nexen winter access road;
- north and west along the Nexen winter access road to the Alberta-British Columbia border; and
- north along the Alberta-British Columbia border winter access road.

In addition, EnCana Ekwan would construct minor trails to access the four watercourse crossings planned as HDDs. At the time of the hearing, the precise locations for these access trails had not been determined.

EnCana Ekwan advised that it would enter into road-use agreements in the fall, prior to construction of the winter roads. It stated that it did not anticipate any problem obtaining the necessary agreements prior to the commencement of construction.

Views of the Board

The potential impacts of the proposed pipeline on the landowners, including the amount of land required for permanent easement and temporary workspace, have been considered by the Board. The Board finds that EnCana Ekwan's anticipated requirements for easement and temporary work space are reasonable and justified.

EnCana Ekwan has completed the service of its Section 87 notices to all affected parties. The Board is satisfied that EnCana Ekwan will have all the required easement agreements, permits and licenses in place prior to the commencement of construction.

The Board notes that EnCana Ekwan would utilize, to the extent possible, the current road infrastructure to access the proposed project area. The Board finds EnCana Ekwan's anticipated access requirements to the RoW to be reasonable.

Chapter 4

Consultation Matters

Participants in EnCana Ekwan's consultation process included the general public, landowners, Aboriginal groups, trappers, municipal authorities, provincial and federal regulatory and government agencies, community and business organizations, environmental interest groups, non-governmental agencies and other interested parties.

The objective of EnCana Ekwan's consultation strategy was to:

- develop trust and credibility with the public;
- establish cooperation among EnCana Ekwan and interested parties;
- initiate and maintain timely, on-going contact with interested parties; and
- respond willingly to issues and concerns raised at any time.

4.1 Early Public Notification

EnCana Ekwan commenced its Early Public Notification program in October 2002 in order to:

- identify stakeholders;
- foster an open and well-documented public consultation process;
- formally introduce the project to key stakeholders;
- actively seek input into identifying and resolving issues;
- maintain ongoing communications with stakeholders throughout the construction phase; and
- advise stakeholders of their opportunities to communicate with the NEB.

EnCana Ekwan contacted all the identified stakeholders along the proposed route by mail in November and December 2002. EnCana Ekwan also provided the stakeholders with a copy of its brochure and copies of relevant Board Information Bulletins. In addition, copies of the environmental and socio-economic impact assessments were made available to the public at the Municipal Office in Fort Nelson and the Municipal District of MacKenzie No. 23 office in Fort Vermillion, Alberta. Parties were invited to provide comments and concerns on the possible routing alternatives and the project in general.

EnCana Ekwan held five open houses: three in British Columbia (two in Fort Nelson and one in Fort St. John) and two in Alberta (Rainbow Lake and High Level). EnCana Ekwan stated the open houses provided an opportunity for stakeholders to become familiar with the project, provide input and to have their questions or concerns addressed on a one-on-one basis by EnCana Ekwan representatives.

Based on EnCana Ekwan's exit survey, the majority of the open house participants indicated that the important benefits of the proposed project would be job creation, joint ventures and economic growth for the region. Other benefits identified by the participants included: increased opportunities for marketing oil and gas, improved road infrastructure and educational opportunities.

In the same exit survey, open house participants raised concerns regarding protection of the environment, creation of long-term rather than short-term employment, hunting, and the impact on First Nations and archaeological sites.

EnCana Ekwan committed to continue with ongoing public consultation to ensure that issues and concerns of all stakeholders are resolved and potential effects are mitigated.

Views of the Board

The Board is satisfied that EnCana Ekwan's public consultation strategy and early public notification program for the proposed project have met the objectives of the Board's Guidelines for Filing Requirements. The Board notes EnCana Ekwan's commitment to ongoing public consultation.

4.2 Aboriginal Consultation

EnCana Ekwan determined that the Dene Tha', Fort Nelson and Prophet River First Nations, all signatories to Treaty 8, and the Metis Council of British Columbia were the Aboriginal groups in the area who may be impacted by the project. The Applicant identified these groups based on its experience in the area and a review of a traditional land use boundaries map as well as the Fort Nelson Lands and Resource Management Plan. Discussions began in October 2002 with the Dene Tha' and Fort Nelson First Nations and in January 2003 with the Prophet River First Nation and the Metis Council of British Columbia.

EnCana Ekwan's discussions about the proposed project with the three First Nations resulted in EnCana Ekwan entering into separate Benefits Agreements with each of them. The content of these agreements is confidential. However, a letter of support for the project from each of the First Nations was filed with the Board.

EnCana Ekwan also met with the Metis Council of British Columbia on a number of occasions. The Metis Council was interested in obtaining work for its members and supplied EnCana Ekwan with a listing of its contractors and its membership's skills. EnCana Ekwan stated that these listings will be used during the tendering process and will be made available to its contractors.

EnCana Ekwan contacted the Duncan's First Nation after the First Nation filed an application for intervenor status. In its application, the First Nation stated its interests in the project were treaty rights to hunt, fish, trap and gather and un-surrendered resources. The Applicant stated it had not contacted the Duncan's First Nation initially as the Nations' reserve lands are located approximately 300 km south of the project area and the northern boundary of its traditional territory is approximately 120 km south of the project area. The location of these boundaries

was confirmed by a map which was filed as part of the Duncan's First Nation's intervention application. EnCana Ekwan also stated that the Duncan's First Nation was not listed in any of the references noted above which proponents generally refer to when determining which Aboriginal groups should be contacted.

During the course of the proceeding the Duncan's First Nation did not pre-file written evidence, although at the hearing it did present some documents which it used in its cross-examination of the Applicant. The Duncan's First Nation did not present a witness at the hearing. During its cross-examination of the Applicant, the Duncan's First Nation brought an oral motion to adjourn the hearing on the grounds that the application was deficient and that neither the Applicant nor the Crown had met their fiduciary obligation to consult with Treaty 8 members about the project. The Board denied the motion stating that it was not the Board's practice to adjourn a hearing before it is complete and send the Applicant away to do further work. The Duncan's First Nation was advised by the Board that it could raise its concern during final argument if it thought the Applicant had not made its case. The Duncan's First Nation filed a written final argument and submitted that the application was not complete as the Applicant had not addressed the socio-economic impacts the project would have on Treaty 8 members and had not considered the rights of Treaty 8 First Nations to be informed and to consent to this project.

Views of the Board

The Board is satisfied that EnCana Ekwan used appropriate means to determine which Aboriginal groups may have interests in the proposed project and conducted a consultation program with them in compliance with the Board's Guidelines for Filing Requirements. Further, the Board notes that EnCana Ekwan was able to adequately address the concerns of the Aboriginal groups initially contacted.

With regards to the Duncan's First Nation, the Board notes that both the traditional territory and reserve lands of this First Nation are a considerable distance from the proposed project, and therefore EnCana Ekwan would not have been in a position to know that the First Nation may have concerns with the project. The Board is satisfied that EnCana Ekwan responded appropriately by initiating discussions and attempting to address concerns raised by the Duncan's First Nation as soon as the First Nation expressed interests in the project.

The Board is of the view that the Applicant has sufficiently addressed any impact the project may have on the socio-economic conditions of the Treaty 8 members potentially affected by the project and has elaborated on this view in Chapter 5 of these Reasons. Additionally, in its environmental screening report, the Board has considered the impact the project would have on the aboriginal trappers and hunters who use land near the project and determined that the project is not likely to cause significant adverse impacts to them. The Board also notes that the Duncan's First Nation did not provide evidence that any treaty or aboriginal right it may have would be infringed by this project. Therefore,

the Board finds that there is no obligation or duty for the Crown or the Applicant to consult with the Duncan's First Nation. As a result, the information filed by the Applicant in relation to aboriginal consultation was sufficient.

Chapter 5

Socio-Economic Matters

As part of its application, EnCana Ekwan filed a Socio-Economic Impact Assessment of the proposed project. The Assessment considered a variety of socio-economic issues specific to the area including: employment, business and the economy; community services; regional transportation infrastructure and traffic volumes; and health and safety. EnCana Ekwan concluded that neither the construction nor the operation of the Ekwan Pipeline would result in significant adverse socio-economic effects and at the same time, the project would generate positive economic effects in the study area as well as other parts of Canada from project-related expenditures, employment and business opportunities.

EnCana Ekwan stated that the total workforce for the proposed project is predicted to peak at 350 workers but would average about 155 workers during the four month construction period. It is estimated that 100 direct construction-related jobs would be filled from within the study area although this number would depend on which pipeline contractor is awarded the work and from where it would recruit its workers. EnCana Ekwan stated it is committed to obtaining maximum benefit for the local communities and would be structuring its bidding tender process accordingly. The indirect and induced employment during construction is estimated to be 22 person-years in the study area and 168 in British Columbia. Of the estimated $55 million capital cost for the project, approximately 22 and 4 percent could be spent in the study area in British Columbia and Alberta respectively.

In terms of the longer term benefits, EnCana Ekwan stated that the proposed project would generate employment for two new full-time field operators at the existing EnCana O&G Sierra Gas Plant during operations. It is anticipated that these positions would be filled by local labour. Additionally, EnCana Ekwan explained that upstream exploration and production has a positive impact on jobs and local spending. The Ekwan Pipeline would reduce the risk of these upstream activities being delayed in the future due to any outages that may occur on the Westcoast system due to maintenance or curtailments.

The majority of the area where the proposed project is located has been established in the Land and Resource Management Plan for Fort Nelson, as an Enhanced Resource Development area where the management intent is to provide for intensive development for resources such as timber, natural gas and minerals. The remainder of the proposed pipeline is located in an area which currently considers resource development acceptable provided that access development is appropriately managed and riparian and cultural/traditional values are protected.

As discussed in section 4.2 of these Reasons, EnCana Ekwan identified four Aboriginal groups in the vicinity of the proposed project: Fort Nelson, Prophet River, Dene Tha' First Nations and the Metis Council of British Columbia. Based on information gathered during its Early Public Notification program, EnCana Ekwan stated that Aboriginal groups were most interested in the employment and business opportunities that the project would provide for the local Aboriginal population. In response, EnCana Ekwan has set aside from the main pipeline construction

contracts specific economic opportunities for Aboriginal business and employment. Additionally, EnCana Ekwan has entered into separate benefits agreements with each of the First Nations and any discussions regarding employment and business opportunities would take place within the parameters of these agreements. As mentioned previously in section 4.2, EnCana Ekwan also met with the Metis Council of British Columbia to discuss employment opportunities.

The Northern Society of Oilfield Contractors and Service Firms (NSOCSF) raised concerns about the impact the proposed project would have on the socio-economic opportunities in the area. It argued that since the Ekwan Pipeline would move raw gas from British Columbia into Alberta, the proposed project would reduce the possibility of expanding gas transportation systems within British Columbia and therefore negatively affect the regional economy and jobs throughout the region and the province. The NSOCSF requested that the Board consider the long-term socio-economic impacts the Ekwan Pipeline would have on the region, the province and the country. It stated it had no position on whether the proposed project should be approved or denied.

In its written final argument, the City of Fort St. John stated it did not intend to either slow down or block approval of the proposed project but rather to make the following three concerns known to industry and regulatory bodies:

- the cumulative socio-economic impact of large energy projects on communities;
- the ability for local contractors or individuals to become involved in the construction and on-going maintenance of installed infrastructure; and
- the lack of capacity of existing pipelines and processing plants in northeastern British Columbia to handle the resource that is being developed.

To address these issues from a broader regional perspective, the City of Fort St. John suggested discussions be initiated with the Province of British Columbia, officials from local governments in the northeast area of the province and other resource developers.

The Ministry of Energy and Mines, on behalf of the Province of British Columbia, filed a letter of comment in support of the proposed project. It stated that the oil and gas industry has become a very significant contributor to the economy of the province as it generates revenues that are vital to fund services such as healthcare and education. Additionally, Canadian consumers that rely on the area of the proposed project for their gas supply would benefit from the additional natural gas provided by the Ekwan Pipeline.

Views of the Board

The Board is satisfied that EnCana Ekwan has adequately assessed the socio-economic impacts of the proposed project and is of the view that the proposed project would provide benefits to the local communities both in the short and long-term. Specifically, the Board is satisfied with the efforts EnCana Ekwan proposes to implement to ensure local workers and businesses are afforded business and employment opportunities.

With respect to the broader issues of resource development impacts on the northeastern region of British Columbia raised by the City of Fort St. John and the NSOCSF, the Board is of the view that these issues are beyond the scope of this proceeding. The Board notes however that the proposed project meets the local land use planning objectives and that the Province of British Columbia supports the project due to the economic benefits it would bring to the province. The Board also notes the agreements which EnCana Ekwan has made with the Metis and First Nations in the area of the proposed project and the letters of support for the Ekwan Pipeline from the three First Nations.

Chapter 6

Environmental Matters

6.1 Environmental Screening Process

The proposed project requires a Certificate of Public Convenience and Necessity under s.52 of the NEB Act, and thus triggers the requirement for an environmental screening under the CEA Act. As the lead Responsible Authority under the CEA Act, the Board carried out an environmental screening of the proposed project. The Board noted that the proposed project has the potential to adversely affect several components of the environment, as detailed in the environmental screening report. The Board was particularly interested in the predicted success of habitat reclamation measures and access controls proposed to mitigate potentially adverse environmental effects on wildlife and wildlife habitat and on vegetation.

The Board has determined, pursuant to the CEA Act, that, taking into account the implementation of EnCana Ekwan's proposed mitigation measures, compliance with the Board's regulatory requirements and the proposed conditions attached to the Board's environmental screening report, the proposed project is not likely to cause significant adverse environmental effects.

Copies of the environmental screening report are available through the Board's library.

Chapter 7

Financial and Economic Matters

7.1 Financial Matters

The total estimated cost of the proposed pipeline is $55 million. Project financing would be provided by EnCana Ekwan's parent and sole shareholder, EnCana Corporation.

No concerns regarding financing were raised during the proceeding.

Views of the Board

The Board is satisfied that EnCana Ekwan, through EnCana Corporation, is able to finance the proposed facilities.

7.2 Tolls, Tariff and Transportation

EnCana Ekwan stated that it is a commercially at-risk pipeline in that only EnCana Ekwan would be at risk should tolls or contracted volumes be insufficient to generate a reasonable return. The actual rate of return that EnCana Ekwan earns would depend on its ability to manage its costs.

EnCana Ekwan proposed a market-based toll for its transmission services and entered into a Precedent Agreement with an affiliate, EnCana Gas Marketing, to provide firm transportation service for a ten-year term at a fixed toll of $214.74 per 10^3m^3/month ($0.20/mcf).

EnCana Ekwan indicated it is prepared to offer other potential shippers a similar toll for a similar volume and term. If other potential shippers requested different types of firm service for smaller volumes or for shorter-term service commitments, EnCana Ekwan would be prepared to establish market-based tolls for those different types of transportation service.

If capacity were available after meeting firm transportation requirements, EnCana Ekwan would be prepared to offer Interruptible Transportation Service at market-based rates.

EnCana Ekwan's application was not contested in this regard.

Views of the Board

Pursuant to Part IV of the NEB Act, the Board must ensure that tolls are just and reasonable and that there is no unjust discrimination in tolls, service or facilities.

EnCana Ekwan's proposed fixed-term service toll would insulate its shipper from changes in transportation costs. In return for assuming the

risks of potentially stranded assets and possible cost increases, EnCana Ekwan has set the toll at a level which it believes will recover costs and provide an appropriate return on investment.

The Board notes that EnCana Ekwan is prepared to offer service to other shippers at market-based rates, thus not precluding other producers from shipping gas on the proposed pipeline.

Based on the above, the Board finds the proposed tolling methodology to be acceptable.

7.3 Method of Regulation

EnCana Ekwan applied to be regulated on a Group 2 basis for toll and tariff regulation. No concerns regarding the proposed method of regulation were raised during the proceeding.

Views of the Board

Having regard to its size, number of shippers and tolling methodology, the Board finds that, for administrative purposes, EnCana Ekwan should be regulated as a Group 2 Company in accordance with the Board's Memorandum of Guidance on the Regulation of Group 2 Companies (MOG) dated 6 December 1995.

In accordance with the Board's MOG, Group 2 Companies are regulated on a complaint basis and have reduced financial reporting requirements. Therefore, the Board does not consider it necessary to issue an order approving EnCana Ekwan's proposed tolls and tariffs. Nonetheless, EnCana Ekwan is required to file with the Board a copy of its finalized transportation rates prior to the commencement of operation of the proposed pipeline in accordance with paragraph 60(1)(a) of the NEB Act. If EnCana Ekwan changes its tariff in the future to accommodate other firm shippers or interruptible service, it will also be required to file copies of such revisions. The Board notes that as a Group 2 Company, EnCana Ekwan remains subject to the full regulatory authority of the Board. Should a prospective shipper have any concerns with access to or operation of the pipeline, such a shipper may always apply to the Board for relief.

The Board also advises that paragraphs 5(2)(a) through (c) of the Gas Pipeline Uniform Accounting Regulations apply to EnCana Ekwan, including the requirement to file annual audited financial statements.

7.4 Economic Feasibility

Markets

The gas transported on the Ekwan Pipeline would be delivered to the NGTL system from which it would be delivered to various markets in Canada and the United States. Since gas delivered on the Ekwan Pipeline would become part of the 77 $10^6m^3/d$ (2.7 Bcf/d) corporate supply pool of EnCana Gas Marketing and its affiliates, the Applicant requested and received an exemption from supplying detailed market data.[2]

Supply

EnCana Ekwan expects that the natural gas to be transported on the Ekwan Pipeline would be produced from wells located in the Greater Sierra area in the northeast corner of British Columbia on lands owned by EnCana O&G and potentially others.

EnCana O&G is a leading explorer, producer and landholder in British Columbia, with approximately 952 000 net ha (3,525 sections) of land in the Greater Sierra area. EnCana O&G has currently developed 120 000 net ha (443 sections) out of its 952 000 ha (3,525 sections) land position. EnCana O&G has identified the Jean Marie formation as a major new play in the Greater Sierra area, and is currently undertaking to develop this potential.

In the Greater Sierra region EnCana O&G drilled 77 wells in 2002, and expects to drill about 150 more wells in 2003. Ongoing development in the region is expected with about 500 potential drilling locations identified to date and current plans to drill about 100 wells per year. Typically in the Greater Sierra area, an EnCana O&G well producing from the Jean Marie formation produces at a stabilized rate of approximately 28 $10^3m^3/d$ (1 MMcf/d) after an initial 6 to 12 month decline.

As a result of this development, EnCana O&G expects to increase its gas production from the Greater Sierra area by 8.5 $10^6m^3/d$ (300 MMcf/d), bringing its total production from the area to 12.7 $10^6m^3/d$ (450 MMcf/d) by 2005.

The Applicant stated that EnCana O&G's new production is incremental to its existing gas production flowing onto Westcoast's Fort Nelson system and that EnCana O&G does not propose to strand Westcoast's Fort Nelson capacity by taking gas that is currently flowing on the Westcoast system and diverting it onto the Ekwan Pipeline.

Transportation Contracts

The only shipper which has entered into a Precedent Agreement with EnCana Ekwan to date is its affiliate, EnCana Gas Marketing. The initial Contract Demand Volume is 2.8 $10^6m^3/d$

---

2. EnCana Ekwan sought an exemption, pursuant to Part I of the Board's Guidelines for Filing Requirements, from the requirement to submit the following information: (1) the status of other regulatory approvals, (2) shipper specific information respecting markets and upstream and downstream transportation arrangements, (3) shipper specific gas supply information and (4) rate base and cost of service information. The reasons given for requesting these exemptions related to the at-risk nature of the pipeline and the specific circumstances of the application. Relief from complying with these filing requirements was granted in a letter dated 25 April 2003.

(100 MMcf/d) commencing 1 April 2004 for a term of 10 years, with an option to increase it to any amount up to 5.7 $10^6m^3/d$ (200 MMcf/d) on 1 April 2005 and any amount up to 8.5 $10^6m^3/d$ (300 MMcf/d) on 1 April 2006.

EnCana Ekwan indicated it is prepared to enter into a firm transportation service agreement with any other prospective shipper. At the time of the hearing only one company, Penn West Petroleum Ltd., had expressed a written interest in contracting for capacity on the proposed pipeline.

Although the volumes in the precedent agreements signed at the time of the hearing are less than the design capacity of approximately 11.8 $10^6m^3/d$ (418 MMcf/d), the Applicant stated that the surplus capacity would be required to diversify EnCana O&G's transportation portfolio, to manage the risk of production losses attributable to outages on the Westcoast system due to maintenance or curtailments, and to provide ready expandability.

Views of the Board

When an applicant proposes to build a commercially at-risk pipeline, the Board expects that the facility would operate at a reasonable level of utilization over its economic life, meaning that there is a reasonable expectation there would be sufficient gas and that the gas would be able to find markets.

The gas that would be transported on the Ekwan Pipeline is expected to come from wells on EnCana O&G lands in the Greater Sierra area. EnCana O&G has been and continues to be active in the successful development of incremental gas resources in the region. Given EnCana O&G's land position, recent activity and development plans in the Greater Sierra area, it is reasonable to expect that EnCana O&G would achieve its expectation of increasing gas production by 8.5 $10^6m^3/d$ (300 MMcf/d) by 2005. With this reasonable expectation of incremental deliverability by EnCana O&G, the Board is satisfied that sufficient gas would be available such that the Ekwan Pipeline would be used and useful.

Although transportation commitments to date are lower than the proposed pipeline's design capacity, the Board is satisfied that the applied-for facilities are reasonable given the desire for operational and marketing flexibility, the prospects for supply growth, and the ability to access various markets. Further, the pipeline could reasonably provide a competitive transportation alternative for third-party producers in the area.

The Board notes that no intervenors challenged the economic feasibility of the proposed pipeline.

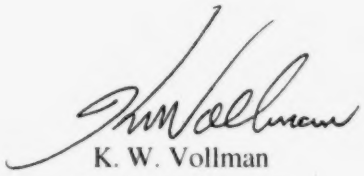
In summary, the Board finds that the proposed Ekwan Pipeline would be economically feasible and the pipeline would be used at a reasonable level over its economic life.

Chapter 8

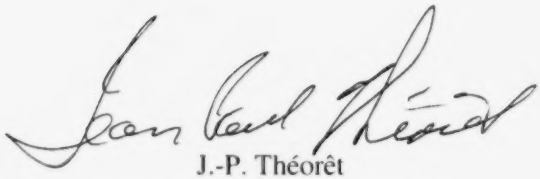
Disposition

The foregoing constitutes our Decision and Reasons for Decision in respect of the Application heard before the Board in the GH-1-2003 proceeding.

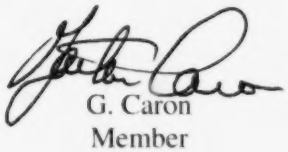
The Board is satisfied from the evidence that the proposed Ekwan Pipeline is and will be required by the present and future public convenience and necessity. The Board approves EnCana Ekwan's Application made pursuant to section 52 of the NEB Act for new pipeline facilities and will, subject to the approval of the Governor in Council, issue a certificate subject to the conditions set out in Appendix II.



K. W. Vollman
Presiding Member



J.-P. Théorêt
Member



G. Caron
Member

Calgary, Alberta
September 2003

Appendix I

List of Issues

The Hearing Order identified, but did not limit itself to, the following issues for discussion in the GH-1-2003 proceeding:

1. The need for the proposed facilities.

2. The economic feasibility of the proposed facilities.

3. The potential commercial impacts of the proposed project.

4. The potential environmental and socio-economic effects of the proposed facilities, including those factors outlined in subsection 16(1) of the *Canadian Environmental Assessment Act*.

5. The appropriateness of the general route of the pipeline.

6. The method of toll and tariff regulation.

7. The suitability of the design of the proposed facilities.

8. The terms and conditions to be included in any approval the Board may issue.

Appendix II

Certificate Conditions

General

1. Unless the Board otherwise directs, EnCana Ekwan shall cause the approved facilities to be designed, manufactured, located, constructed and operated in accordance with those specifications, drawings, schedules, and other information or data set forth in its Application or as otherwise adduced in evidence before the Board in the GH-1-2003 proceeding.

2. Unless the Board otherwise directs, EnCana Ekwan shall implement or cause to be implemented all the policies, practices, mitigation measures, recommendations and procedures for the protection of the environment referred to in its Application, and adduced in evidence at the GH-1-2003 proceeding.

3. Within 30 days of the date that the approved facilities are placed in service or of the date that the last order was issued for leave to open, EnCana Ekwan shall file with the Board a confirmation, by an officer of the company, that the approved facilities were completed and constructed in compliance with all applicable conditions in this certificate. If compliance with any of these conditions cannot be confirmed, the officer of the company shall file with the Board details as to why compliance cannot be confirmed.

Prior to Commencement of Construction

4. EnCana Ekwan shall file with the Board, at least 30 days prior to the commencement of construction:

   (a) the recommendations received from the British Columbia Ministry of Sustainable Resource Management for the Heritage Resource Studies; and

   (b) for approval, the mitigation measures it proposes to address the recommendations in (a).

5. EnCana Ekwan shall file with the Board for approval, at least 30 days prior to the commencement of construction, a revised Access Management Plan, developed in consultation with the relevant regulatory authorities, which includes:

   (a) the goals for monitoring and managing access;

   (b) the measures and criteria to be used to achieve these goals;

   (c) the frequency of inspections for access controls along the right-of-way during operations;

(d) the criteria for determining the need for maintenance, repair, or installation of new access controls measures, including:

(i) a description of the contingency measures that will be implemented if existing access controls prove to be ineffective at preventing new access;

(ii) an indication of the maximum timeframe to implement contingency measures; and

(e) the frequency of reporting to the Board.

6. EnCana Ekwan shall file with the Board for approval, at least 30 days prior to the commencement of construction, the results of the Summer Rare Plant Survey, and if rare plants or rare plant communities are found during the survey, revised environmental protection procedures specific to protecting the identified rare plants and/or rare plant communities during construction and operations.

7. EnCana Ekwan shall file with the Board, at least 14 days prior to the commencement of construction or as otherwise directed by the Board:

(a) updated environmental alignment sheets; and

(b) any other updates to its environmental protection plan.

8. EnCana Ekwan shall file with the Board for approval, at least 30 days prior to the commencement of construction, a re-vegetation monitoring plan designed to meet the long-term goal of re-establishing native vegetation on the right-of-way. The re-vegetation monitoring plan shall be developed in consultation with relevant regulatory authorities and shall include:

(a) the goals for the re-vegetation monitoring plan;

(b) the measures and criteria to be used to achieve these goals;

(c) the frequency of monitoring activities along the right-of-way and in temporary workspaces; and

(d) an indication of expected reporting frequency to the Board on the progress and success of re-vegetation measures.

<u>During Construction</u>

9. EnCana Ekwan shall file with the Board, at least 14 days prior to pressure testing, its pressure testing program for the project, pursuant to sections 7 and 23 of the OPR-99.

10. EnCana Ekwan shall notify the Board in writing of any change from the proposed horizontal directional drilling watercourse crossing methods and the reasons for that change prior to implementation. EnCana Ekwan shall also file with the Board copies of

all correspondence from regulatory authorities relating to the changed crossing method. Within 30 days of implementing the changed watercourse crossing method, EnCana Ekwan shall file with the Board for approval, a description of amended reclamation and re-vegetation measures for the affected watercourse crossings.

Post Construction

11. EnCana Ekwan shall file with the Board no later than 6 months following the commencement of operations, an Environmental As-Built Report and environmental alignment sheets that indicate mitigation and protection measures as they have been implemented in the field, including, but not limited to the following:

    (a) the location of all areas on the right-of-way that were re-seeded as part of reclamation;

    (b) the location of all areas on the right-of-way that were left to natural re-vegetation;

    (c) the location and type of all specialty re-vegetation measures, such as seedlings planted on steep slopes adjacent to watercourses; and

    (d) the location and type of all access controls and line-of-sight measures along the right-of-way, including an indication of the length, width, and height of any physical barriers.

Expiration of Certificate

12. Unless the Board otherwise directs prior to 31 December 2004, this certificate shall expire on 31 December 2004 unless the construction and installation with respect to the applied-for facilities has commenced by that date.

Canada

Office national de l'énergie

National Energy Board

Motifs de décision

EnCana Ekwan Pipeline Inc.

GH-1-2003

Septembre 2003

Installations

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

EnCana Ekwan Pipeline Inc.

Demande en date du 17 mars 2003 concernant la construction et l'exploitation du pipeline Ekwan

GH-1-2003

Septembre 2003

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2003
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2003-6F
ISBN 0-662-89699-8

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2003 as represented by the National Energy Board

Cat No. NE22-1/2003-6E
ISBN 0-662-34864-8

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Liste des figures i
Liste des tableaux ii
Liste des annexes ii
Conversions approximatives ii
Abréviations iii
Exposé et comparutions v

1. Introduction 1

2. Questions techniques 4
2.1 Description des installations 4
2.2 Caractère approprié de la conception 4
2.3 Considérations relatives à l'intégrité du pipeline 5

3. Questions foncières 7
3.1 Description du tracé 7
3.2 Critères de sélection et choix du tracé 7
3.3 Besoins en terrains et accès à l'emprise 9

4. Consultation 12
4.1 Préavis public 12
4.2 Consultation des Autochtones 13

5. Questions socio-économiques 16

6. Questions environnementales 19
6.1 Processus d'examen environnemental préalable 19

7. Questions financières et économiques 20
7.1 Questions financières 20
7.2 Droits, Tarif et transport 20
7.3 Forme de réglementation 21
7.4 Faisabilité économique 22

8. Dispositif 25

Liste des figures

1-1 Pipeline Ekwan 3
3-1 Tracés possibles du pipeline Ekwan 8

Liste des tableaux

2-1 Caractéristiques techniques des tubes du pipeline Ekwan proposé 5

Liste des annexes

I Liste des questions 26
II Conditions du certificat 27

Conversions approximatives

1 mètre = 3,28 pieds

1 kilomètre = 0,62 mille

1 mètre cube = 35,3 pieds cubes

1 hectare = 2,47 acres

1 000 kilopascals = 145 lb/po2

Abréviations

$10^3m^3/j$	millier de mètres cubes par jour
$10^6m^3/j$	million de mètres cubes par jour
$10^6pi^3/j$	million de pieds cubes par jour
$10^9pi^3/j$	milliard de pieds cubes par jour
ABP	accord de bail pipelinier
BK	borne kilométrique
CSA	Association canadienne de normalisation
EnCana Ekwan ou demandeur	EnCana Ekwan Pipeline Inc.
EnCana O&G	EnCana Oil & Gas Partnership
ÉTF	époxyde thermofusible
FDH	forage dirigé horizontal
ha	hectare
km	kilomètre
kPa [mano]	pression manométrique en kilopascals
lb/po^2 [mano]	pression manométrique en livres par pouce carré
LCÉE	Loi canadienne sur l'évaluation environnementale
Loi sur l'ONÉ	Loi sur l'Office national de l'énergie
LWBC	Land and Water British Columbia Inc.
m	mètre
mm	millimètre
NGTL	Nova Gas Transmission Ltd.
NPS	diamètre nominal de tuyau (en pouces)
NSOCSF	Northern Society of Oilfield Contractors and Service Firms
Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
PDR	route pour la mise en valeur des hydrocarbures
Protocole	Protocole sur la réglementation des sociétés du groupe 2

RPT-99	Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres
SCADA	surveillance et acquisition de données
SYD	Sierra-Yoyo-Desan
Westcoast	Westcoast Energy Inc.

Exposé et comparutions

CONFORMÉMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ ou Loi) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande datée du 17 mars 2003 que EnCana Ekwan Pipeline Inc. a présentée aux termes de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ en vue d'obtenir un certificat d'utilité publique l'autorisant à construire et à exploiter le pipeline Ekwan proposé;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience GH-1-2003;

ENTENDUE à Fort St. John (Colombie-Britannique), les 28 et 29 juillet 2003.

DEVANT :

K. W. Vollman	Membre présidant l'audience
J.-P. Théorêt	Membre
G. Caron	Membre

COMPARUTIONS	SOCIÉTÉ OU ORGANISME	TÉMOINS
T. H. Hughes	EnCana Ekwan Pipeline Inc.	J. Christoffersen R. Eccles G. Fedirchuk H. Jung B. Ramsay P. Tahmazian R. Wight
B. Fedderley	Northern Society of Oilfield Contractors & Service Firms	
Chef D. Testawich D. Good Striker	Première nation de Duncan	
J. Locher	Ville de Fort St. John	
M. L. Haug J. B. Hanebury, c.r.	Avocats de l'Office	

Chapitre 1

Introduction

Le 17 mars 2003, EnCana Ekwan Pipeline Inc. (EnCana Ekwan ou demandeur) a présenté une demande à l'Office national de l'énergie (Office ou ONÉ) pour solliciter :

a) un certificat d'utilité publique, aux termes de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, autorisant EnCana Ekwan à construire et à exploiter un pipeline dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique et le Nord-Ouest de l'Alberta (pipeline Ekwan);

b) une ordonnance, rendue en vertu de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ, désignant EnCana Ekwan comme société du groupe 2 pour ce qui concerne la réglementation du pipeline Ekwan;

c) une exemption de l'application de certaines exigences de dépôt, suivant la partie I des *Directives concernant les exigences de dépôt* publiées par l'Office;

d) toute autre mesure que EnCana Ekwan pourrait demander ou que l'Office pourrait juger indiquée, suivant l'article 20 de la Loi sur l'ONÉ;

e) une détermination en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE).

Le pipeline Ekwan proposé serait constitué d'une canalisation de 610 mm (NPS 24) de diamètre extérieur et d'environ 83 km de longueur destinée au transport de gaz naturel sec non corrosif et des installations connexes, notamment des colonnes montantes, des dispositifs de lancement et de réception de racleurs, des vannes, un système de surveillance et d'acquisition de données (SCADA), des équipements de protection cathodique et des conduites de raccordement. Le pipeline Ekwan aurait une capacité nominale d'environ 11,8 $10^6 m^3/j$ (418 $10^6 pi^3/j$). Son tracé débuterait à l'usine à gaz Sierra de EnCana Oil & Gas Partnership (EnCana O&G), située à la coordonnée a-26-K 94-I-11, quelque 81 km à l'est de Fort Nelson (Colombie-Britannique), et se terminerait à un point de raccordement avec la canalisation principale nord-ouest de Nova Gas Transmission Ltd. (NGTL), situé à la coordonnée 10-15-111-12 W6M, environ 4 km à l'est de la frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique, près de Rainbow Lake (Alberta) (voir la figure 1-1). Le pipeline Ekwan aurait pour fonction de transporter jusqu'au réseau pipelinier de NGTL en Alberta du gaz naturel non corrosif produit par EnCana O&G à des puits situés dans la région Greater Sierra de la Colombie-Britannique.

EnCana Ekwan propose de construire le pipeline Ekwan entre décembre 2003 et mars 2004, et prévoit le mettre en service au début d'avril 2004. Elle évalue à 55 millions de dollars le coût en capital total du projet.

L'Office a décidé d'examiner la demande dans le cadre d'une audience publique orale et a rendu l'ordonnance d'audience GH-1-2003 le 25 avril 2003. L'ordonnance indiquait que l'audience

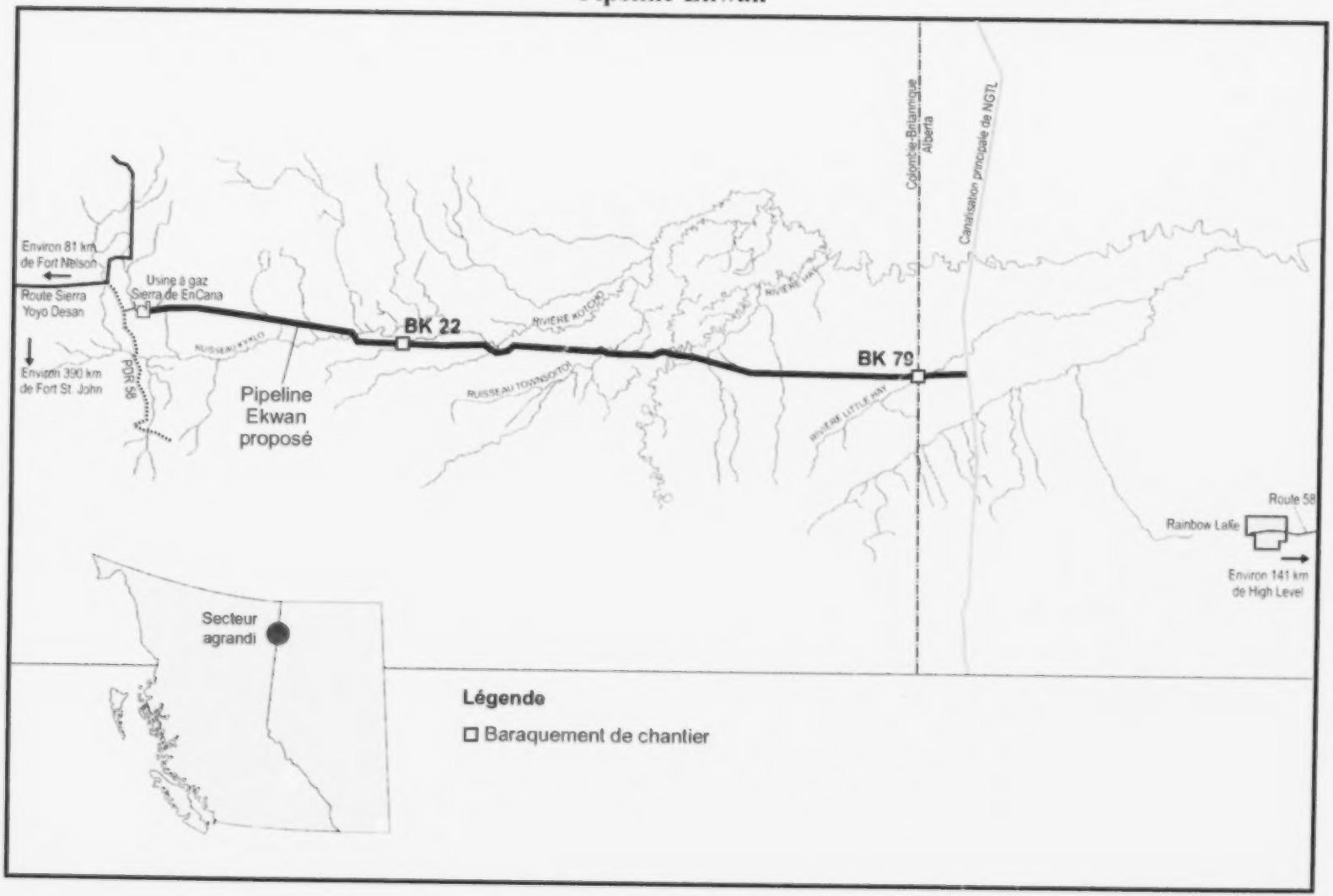
débuterait le 28 juillet 2003. L'Office a choisi cette date pour permettre à EnCana Ekwan de déposer les résultats des études sur le terrain qu'elle se proposait d'effectuer en mai, juin et juillet 2003, ainsi que les renseignements à l'appui.

Du 12 au 15 mai 2003, des membres du personnel de l'ONÉ ont tenu des séances d'information publique dans les localités proches du tracé du pipeline Ekwan proposé, soit à High Level et Rainbow Lake, en Alberta, et à Fort Nelson et Fort St. John, en Colombie-Britannique. Les séances avaient pour but d'expliquer le rôle de l'Office, le déroulement du processus d'audience publique et la façon dont le public pouvait prendre part à l'audience. De plus, l'Office a écrit aux six groupes autochtones définis comme étant intéressés par le projet pour les aviser des séances d'information publique à venir et offrir de les rencontrer individuellement à ce sujet. La Société métis de Fort St. John a accepté l'invitation de l'Office et, le 16 mai 2003, des membres du personnel de l'Office ont rencontré des représentants de la Société et leur ont fourni les mêmes renseignements que ceux qui avaient été présentés au cours des séances d'information publique qui avaient précédé.

L'audience orale s'est déroulée à Fort St. John (Colombie-Britannique), les 28 et 29 juillet 2003. Trois intervenants ont comparu à l'audience, soit : la ville de Fort St. John, la Première nation de Duncan et la Northern Society of Oilfield Contractors and Service Firms. M. Omar Lazarowich est intervenu durant l'instance pour poser des questions au demandeur, mais il n'a pas comparu à l'audience.

En qualité d'autorité responsable en vertu de la LCÉE, l'Office a préparé un rapport d'examen environnemental préalable à l'égard du pipeline Ekwan, pour satisfaire aux exigences de la LCÉE et de sa propre démarche de réglementation.

Figure 1-1
Pipeline Ekwan



Chapitre 2

Questions techniques

2.1 Description des installations

Le pipeline Ekwan serait en mesure de transporter environ 11,8 $10^6 m^3/j$ (418 $10^6 pi^3/j$) de gaz naturel sec non corrosif suivant sa pression nominale d'admission de 9 650 kPa [mano] (1 400 lb/po^2 [mano]) et sa pression nominale de refoulement de 8 450 kPa [mano] (1 226 lb/po^2 [mano]). À la mise en service du pipeline, il est prévu que la pression de refoulement serait de l'ordre de 6 200 kPa [mano] (900 lb/po^2 [mano]), celle-ci étant déterminée par la pression d'admission de la canalisation de NGTL.

Le tracé du pipeline, qui s'étendrait sur 83,6 km, comporterait huit franchissements de cours d'eau, dont quatre exigeraient de recourir à un forage dirigé horizontal (FDH). Les enquêtes géotechniques effectuées aux quatre points de franchissement par FDH indiquent que les conditions souterraines sont favorables à l'utilisation de cette technique.

2.2 Caractère approprié de la conception

EnCana Ekwan a déclaré que le pipeline Ekwan serait conçu et construit conformément aux prescriptions du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT-99) et aux exigences de la norme Z662-99, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*, de l'Association canadienne de normalisation (CSA).

Les matériaux de construction respecteraient ou dépasseraient les exigences des normes suivantes :

- tubes de canalisation en acier : CSA Z245.1 – 02
- raccords en acier : CSA Z245.11 – 01
- brides en acier : CSA Z245.12 – 01
- vannes en acier : CSA Z245.15 – 01.

De plus, la conception et la mise à l'essai du pipeline respecteraient les exigences imposées par la pression maximale d'exploitation choisie, soit 9 930 kPa [mano] (1 440 lb/pi^2 [mano]). Le tableau 2-1 résume les caractéristiques de conception du pipeline proposé.

Tableau 2-1
Charactéristiques techniques des tubes du pipeline Ekwan proposé

Diamètre extérieur (mm)	Nuance (MPa)	Épaisseur de paroi (mm)	Longueur approximative (km)	Revêtement extérieur de pipeline
610	483 Cat II	7,9	81,5	Époxyde thermofusible (ÉTF)*
	M5C	11,1 **	2,1	

* Le revêtement extérieur de toutes les conduites installées par FDH serait un revêtement à double couche de poudre époxyde résistant à l'abrasion.

** Les tubes ayant une plus grande épaisseur de paroi seraient employés aux croisements de routes, dans les assemblages et aux autres endroits prescrits par les normes de la CSA. Une plus grande épaisseur de paroi serait aussi requise pour les conduites installées par FDH.

Aucune des parties n'a contesté le bien-fondé technique de la conception, de la construction et de l'exploitation du pipeline Ekwan proposé.

Opinion de l'Office

L'Office juge que les installations projetées seraient conçues, construites et exploitées conformément aux exigences de la Loi sur l'ONÉ, du RPT-99 et des autres normes et codes de réglementation pertinents.

2.3 Considérations relatives à l'intégrité du pipeline

Protection contre la corrosion

Le pipeline Ekwan transporterait du gaz naturel non corrosif provenant de l'usine à gaz Sierra de EnCana O&G. L'usine assure une surveillance continue de la teneur en eau du gaz à la sortie de l'usine, et comporte des dispositifs d'avertissement et de fermeture pour éviter que du gaz contenant de l'eau pénètre dans le pipeline Ekwan.

Le plan de gestion de l'intégrité de EnCana Ekwan comprendrait l'inspection interne du pipeline. À cette fin, le pipeline serait équipé de dispositifs de lancement et de réception de racleurs permettant l'utilisation d'outils d'inspection interne modernes.

Un système de protection cathodique à courant imposé se conjuguerait au revêtement extérieur du pipeline pour assurer une protection complète contre la corrosion.

Pergélisol

La zone du projet se trouve à la limite sud d'une région de pergélisol discontinu. EnCana Ekwan a étudié la nature et l'étendue du pergélisol le long du tracé du pipeline Ekwan grâce à l'interprétation de photos aériennes, au moyen de levés électromagnétiques à fréquence fixe et par des sondages au géoradar. D'après les résultats de ces travaux d'investigation, EnCana Ekwan en a conclu qu'il est peu probable que du pergélisol à forte teneur en glace soit présent le long de l'emprise. Elle a affirmé que, pour cette raison, le risque de subsidence due à la dégradation du pergélisol était faible ou inexistant, et que le pergélisol aurait donc peu d'effet sur l'intégrité du pipeline.

Dans la mesure du possible, le tracé du pipeline suivrait des aménagements linéaires existants, où, prévoit-on, le pergélisol est déjà dégradé. EnCana Ekwan mettrait en oeuvre un plan de protection du pergélisol pour réduire la dégradation de ce dernier dans les parties non perturbées du tracé.

Essais hydrostatiques

Avant la mise en service, le pipeline serait soumis à des essais sous pression pour démontrer qu'il peut être exploité sans danger à la pression maximale d'exploitation demandée. Pour réduire au minimum les effets des essais hydrostatiques sur l'environnement, EnCana Ekwan respecterait les engagements énoncés dans son plan de protection de l'environnement.

Opinion de l'Office

L'Office accepte la démarche envisagée par le demandeur quant à la protection contre la corrosion et à l'incidence du pergélisol.

Pour garantir l'utilisation des méthodes appropriées, l'Office assortira tout certificat qu'il pourrait délivrer d'une condition exigeant que EnCana Ekwan lui soumette son programme d'essais sous pression, conformément aux articles 7 et 23 du RPT-99.

Chapitre 3

Questions foncières

3.1 Description du tracé

Le tracé proposé du pipeline Ekwan, tel qu'il est décrit au chapitre 1, se trouverait entièrement sur des terres publiques. L'emprise de 83 km du pipeline longerait une route existante et les emprises d'installations de service public sur une distance de 20,5 km, et suivrait des lignes sismiques existantes sur 42,8 km.

3.2 Critères de sélection et choix du tracé

Critères de sélection du tracé

EnCana Ekwan a décidé, d'entrée de jeu, d'utiliser au maximum les emprises, lignes sismiques et autres perturbations existantes pour établir le tracé proposé. Dans la mesure du possible, elle placerait également ses aires de travail temporaires dans des zones déjà perturbées. En déterminant la largeur de l'emprise, elle a pris en considération les pratiques de travail sécuritaires, les besoins d'espace pour la manipulation de la terre végétale et des déblais, la grosseur des engins de construction requis et les lignes directrices provinciales sur les limites maximum de déboisement.

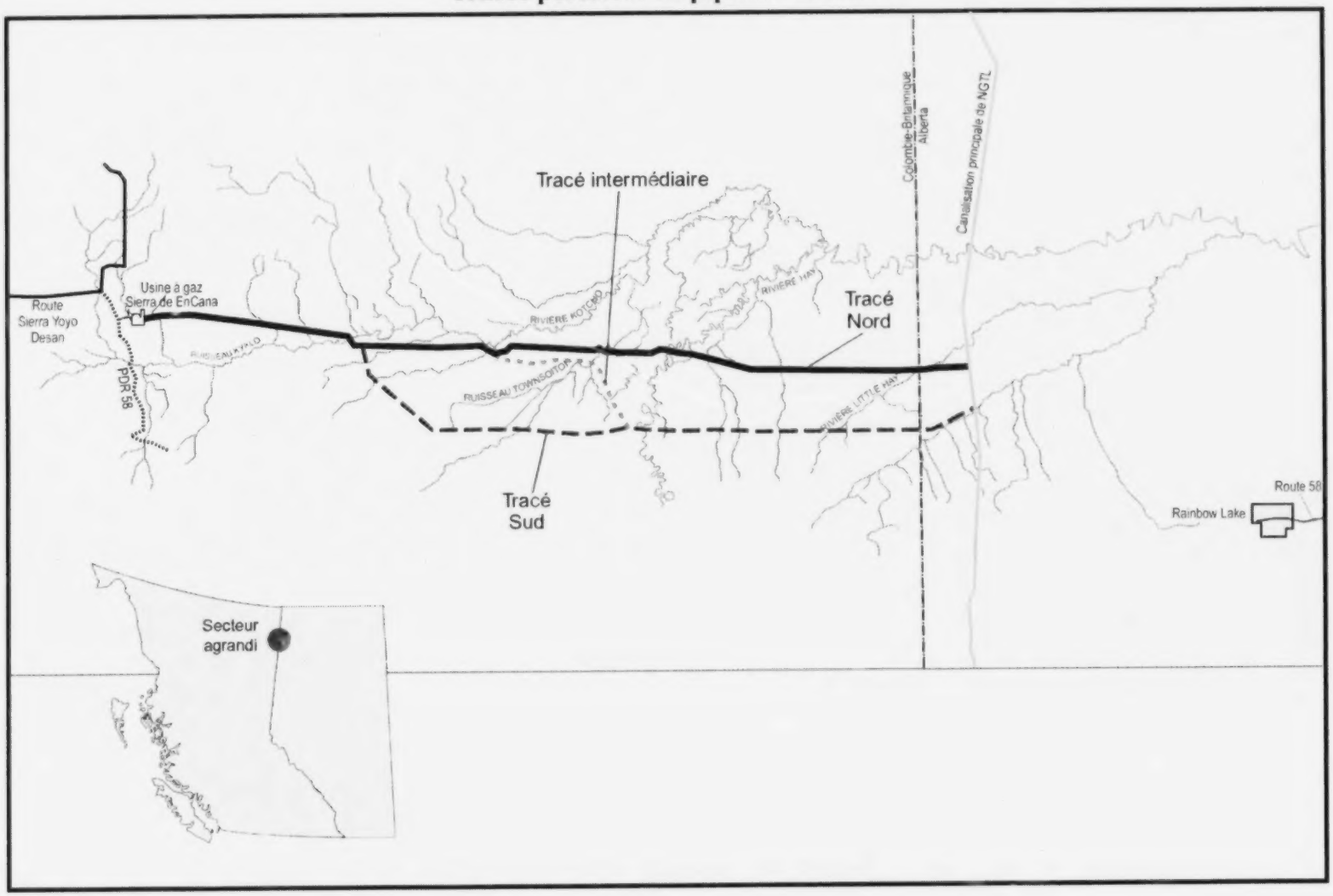
Le demandeur a envisagé trois tracés possibles, définis comme l'option Nord, l'option intermédiaire et l'option Sud, pour acheminer le gaz de l'usine à gaz Sierra de EnCana O&G à la canalisation principale nord-ouest de NGTL (voir la figure 3-1). EnCana Ekwan s'est servie des critères suivants, entre autres, pour évaluer les trois options entre les points de contrôle définis : (i) la compatibilité avec les utilisations actuelles du sol; (ii) les coûts et problèmes de construction; (iii) la vulnérabilité biophysique de la zone du projet.

Choix du tracé

EnCana Ekwan a retenu le tracé Nord comme option à privilégier pour les raisons suivantes :

- les coûts et les risques de construction seraient moindres;
- soixante-seize pour cent de la longueur du tracé suivrait des couloirs déjà perturbés;
- le risque d'ouvrir de nouvelles voies d'accès à la région et de contribuer ainsi à la fragmentation de l'habitat serait vraisemblablement faible;
- le projet serait compatible avec les objectifs de gestion des ressources dans la région;
- aucune objection au tracé Nord n'a été formulée par les organismes provinciaux chargés de la gestion des ressources ni par les groupes intéressés touchés.

Figure 3-1
Tracés possibles du pipeline Ekwan



Opinion de l'Office

L'Office a examiné les critères de sélection du tracé utilisés par EnCana Ekwan et les tracés possibles envisagés, et trouve que le tracé proposé est acceptable.

3.3 Besoins en terrains et accès à l'emprise

Besoins en terrains

Le pipeline Ekwan aurait environ 83 km de longueur. En Alberta, l'emprise serait généralement de 25 m de largeur; en Colombie-Britannique, elle aurait 15 m de largeur. À l'extrémité ouest du projet envisagé, l'emprise serait parallèle et contiguë aux aménagements suivants :

- 80 m d'une emprise établie de EnCana O&G;
- 20,5 km d'une emprise établie de Westcoast Energy Inc.[1] (Westcoast).

Le long de l'emprise de Westcoast, EnCana Ekwan utiliserait aussi une aire de travail temporaire de 5 m, adjacente au côté sud de l'emprise de Westcoast, ce qui limiterait à 20 m la largeur de l'emprise du projet dans cette partie du pipeline.

Des aires de travail temporaires additionnelles seraient nécessaires aux croisements de routes et de pipelines, aux franchissements de cours d'eau, dans les courbes, dans les zones exigeant du nivellement, aux points d'entrée et de sortie des FDH, dans les aires d'assemblage des matériaux et les sites d'empilement des grumes, aux vannes de sectionnement intermédiaires, aux sites des essais sous pression ainsi qu'aux endroits où les parois du fossé seraient déterminées comme étant instables et ceux où des méthodes de contrôle de la flottabilité seraient requises.

Des lits de protection cathodique seraient aménagés à des endroits stratégiques le long de l'emprise en Colombie-Britannique, ce qui exigerait une emprise permanente additionnelle. Des vannes de sectionnement seraient installées en surface aux BK 30 et 55, et les deux dispositifs de raclage se trouveraient sur l'emprise même. La Land and Water British Columbia Inc. (LWBC) déterminerait si les lits de protection cathodique, les vannes de sectionnement et les dispositifs de lancement de racleurs imposent des exigences supplémentaires en matière de tenure.

EnCana Ekwan a indiqué que les tubes des conduites seraient livrés par rail à High Level (Alberta). Comme il n'y aurait pas assez de place à l'arrêt de High Level pour entreposer tous les tubes, elle envisage la possibilité d'utiliser trois sites déjà perturbés près de Rainbow Lake (Alberta). Le site de stockage des tubes serait confirmé à l'approche des travaux de construction.

EnCana Ekwan installerait ses baraquements de chantier sur deux sites perturbés, où ils demeureraient environ cinq mois. Elle a indiqué qu'il lui faudrait aussi une zone non perturbée en plus de cet espace. Le baraquement est, situé au sud de la BK 79 (voir la figure 1-1), occuperait quelque 3,1 hectares (ha). Le baraquement ouest, situé près de la BK 22, occuperait une superficie estimative de 6,1 ha.

---

[1] Westcoast Energy Inc. exploitée sous la désignation Duke Energy Gas Transmission Canada.

Acquisition des droits fonciers

EnCana Ekwan obtiendrait un permis temporaire (permis de construire) auprès de la LWBC pour la partie du projet à réaliser en Colombie-Britannique. Le permis temporaire engloberait les aires de travail temporaires nécessaires pour construire le pipeline. La LWBC accorderait un droit de passage prévu par la loi après l'enregistrement du plan d'arpentage définitif de l'ouvrage fini.

Pour la partie de l'emprise située en Alberta, EnCana Ekwan obtiendrait une lettre d'autorisation concernant un accord de bail pipelinier (ABP) auprès du ministère provincial du Développement durable des ressources. Toutes les aires de travail temporaires seraient comprises dans l'ABP. Ce dernier serait inscrit dans le registre d'état des terres publiques (Public Land Standing) et le plan d'arpentage officiel serait enregistré aux bureaux des titres fonciers de l'Alberta.

EnCana Ekwan a confirmé qu'elle a signifié l'avis prévu à l'article 87 aux ministères provinciaux ainsi qu'aux trappeurs et guides-pourvoiries concernés, dans le cadre de son programme d'acquisition foncière.

Croisement d'installations

EnCana Ekwan a indiqué qu'il y aurait 26 croisements d'installations et a confirmé que l'exploitant de chacune de celles-ci s'était fait signifier l'avis prévu à l'article 87. Aucun des exploitants n'a soulevé de préoccupations au sujet du projet. Une fois les arpentages officiels effectués, EnCana Ekwan conclurait des accords de croisement et de proximité avec les exploitants en question. En outre, EnCana Ekwan ne prévoyait pas avoir de difficultés à signer les accords avant le début de la construction.

Accès à l'emprise

Des routes ouvertes à l'année et des chemins d'hiver permettraient d'avoir accès à l'emprise. On accéderait à l'extrémité ouest de l'emprise, à partir de Fort Nelson, par les routes tous temps suivantes :

- vers l'est sur la route Sierra-Yoyo-Desan (SYD), à partir de Fort Nelson;
- vers le sud sur la PDR 58 (route pour la mise en valeur des hydrocarbures), à partir de la sortie de la route SYD;
- vers l'est sur la route de l'usine à gaz Sierra, à partir de la sortie de la PDR 58 jusqu'à l'usine à gaz Sierra de EnCana O&G.

L'accès à l'extrémité est de l'emprise, à partir de Rainbow Lake (Alberta), se ferait probablement par les routes suivantes :

- vers l'ouest sur la route 58, jusqu'au chemin d'hiver Nexen;
- vers le nord et l'ouest sur le chemin d'hiver Nexen, jusqu'à la frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique;

- vers le nord sur le chemin d'hiver qui suit la frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique.

En outre, EnCana Ekwan aménagerait de petits sentiers pour accéder aux quatre franchissements de cours d'eau où elle prévoit recourir au FDH. Au moment où se tenait l'audience, l'emplacement exact de ces sentiers d'accès n'avait pas encore été déterminé.

EnCana Ekwan a indiqué qu'elle conclurait des ententes d'utilisation des routes à l'automne, avant la construction des chemins d'hiver. Elle ne prévoyait pas avoir de difficultés à passer les ententes requises avant le début de la construction.

Opinion de l'Office

L'Office a examiné l'incidence potentielle du projet de pipeline sur les propriétaires fonciers, y compris les superficies requises à titre de servitude permanente et d'aires de travail temporaires. L'Office juge que les besoins prévus de EnCana Ekwan en fait de servitudes et d'aires de travail temporaires sont raisonnables et justifiés.

EnCana Ekwan a signifié l'avis prévu à l'article 87 à toutes les parties touchées. L'Office croit que EnCana Ekwan disposera de tous les permis, de toutes les licences et de toutes les conventions de servitude nécessaires avant le début de la construction.

L'Office constate que EnCana Ekwan compte utiliser l'infrastructure routière en place, dans la mesure du possible, pour avoir accès à la zone de projet prévue. Il estime en outre que les besoins prévus pour ce qui est de l'accès à l'emprise sont raisonnables.

Chapitre 4

Consultation

Les participants au processus de consultation de EnCana Ekwan comprenaient le grand public, les propriétaires fonciers, des groupes autochtones, des trappeurs, les autorités municipales, des régies et des organismes gouvernementaux fédéraux et provinciaux, des organismes communautaires et associations d'entreprises, des groupes environnementalistes, ainsi que des organismes non gouvernementaux et d'autres parties intéressées.

La stratégie de consultation de EnCana Ekwan visait à :

- inspirer la confiance et un sentiment de crédibilité chez le public;
- établir des liens de collaboration entre EnCana Ekwan et les parties intéressées;
- établir et entretenir des contacts suivis avec les parties intéressées;
- répondre avec empressement aux problèmes et aux sujets de préoccupations soulevés, en tout temps.

4.1 Préavis public

EnCana Ekwan a amorcé son programme de préavis public en octobre 2002 pour :

- recenser les parties intéressées;
- favoriser un processus de consultation ouvert et solidement documenté;
- présenter officiellement le projet aux principales parties intéressées;
- solliciter activement l'avis des parties afin de cerner et de résoudre les enjeux;
- garder le contact avec les parties intéressées tout au long de l'étape de la construction;
- informer les parties intéressées des possibilités qui leur étaient offertes de communiquer avec l'ONÉ.

En novembre et décembre 2002, EnCana Ekwan a contacté par la poste toutes les parties intéressées qu'elle avait relevées le long du tracé proposé. Elle leur a fourni des exemplaires de sa brochure et des bulletins d'information pertinents de l'Office. En outre, EnCana Ekwan a mis des exemplaires des évaluations des incidences environnementales et socio-économiques à la disposition du public au bureau municipal de Fort Nelson et au bureau du District municipal MacKenzie N° 23, à Fort Vermillion (Alberta). Les parties étaient invitées à faire valoir leurs commentaires et leurs préoccupations au sujet des tracés possibles envisagés et du projet en général.

EnCana Ekwan a organisé cinq rencontres portes ouvertes, soit trois en Colombie-Britannique (deux à Fort Nelson et une à Fort St. John) et deux en Alberta (Rainbow Lake et High Level). Elle a affirmé que ces rencontres permettaient aux parties de se familiariser avec le projet, de

faire connaître leur point de vue et de traiter de leurs questions ou préoccupations avec les représentants de EnCana Ekwan, de façon individuelle.

Au cours du sondage effectué par EnCana Ekwan à la sortie des rencontres portes ouvertes, la majorité des participants ont indiqué que la création d'emplois, les coentreprises et la croissance économique de la région seraient des retombées importantes du projet envisagé. Les participants ont mentionné comme autres avantages de meilleures possibilités de commercialiser le pétrole et le gaz, l'amélioration de l'infrastructure routière et des possibilités de formation.

Lors du même sondage, les participants ont exprimé des inquiétudes au sujet de la protection de l'environnement, de la nécessité de créer des emplois à long terme, par opposition à des emplois à court terme, de la chasse et de l'incidence du projet sur les Premières nations et les sites archéologiques.

EnCana Ekwan s'est engagée à poursuivre sa démarche de consultation publique pour garantir que les problèmes et préoccupations de toutes les parties intéressées soient réglés et que les effets potentiels du projet soient amoindris.

Opinion de l'Office

L'Office juge que la stratégie de consultation publique et le programme de préavis public que EnCana Ekwan a menés à l'égard du projet envisagé répondent aux objectifs de ses *Directives concernant les exigences de dépôt*. L'Office remarque que EnCana Ekwan s'est engagée à poursuivre sa démarche de consultation publique.

4.2 Consultation des Autochtones

EnCana Ekwan a déterminé que la Première nation Dene Tha' et les Premières nations de Fort Nelson et de Prophet River, toutes signataires du Traité n° 8, ainsi que le Conseil métis de Colombie-Britannique, étaient des groupes autochtones de la région sur lesquels le projet pourrait avoir des incidences. Elle a identifié ces groupes en se fondant sur son expérience dans la région et sur l'examen d'une carte des limites des territoires d'usage traditionnel et du plan de gestion des terres et des ressources de Fort Nelson. Elle a engagé des discussions avec les Dene Tha' et la Première nation de Fort Nelson en octobre 2002, et avec la Première nation de Prophet River et le Conseil métis de Colombie-Britannique, en janvier 2003.

Les entretiens de EnCana Ekwan avec les trois Premières nations ont abouti à la signature d'ententes distinctes concernant les retombées avec chacune de celles-ci. Le contenu des ententes est confidentiel. Toutefois, chacune de ces Premières nations a soumis à l'Office une lettre d'appui en faveur du projet.

EnCana Ekwan a également eu plusieurs rencontres avec le Conseil métis de Colombie-Britannique. Celui-ci s'est dit intéressé à obtenir du travail pour ses membres et il lui a fourni des listes de ses entrepreneurs membres et de leurs compétences. EnCana Ekwan a indiqué qu'elle se servira des listes pour effectuer les appels d'offres et qu'elle les mettrait à la disposition de ses propres entrepreneurs.

EnCana Ekwan a communiqué avec la Première nation de Duncan après que cette dernière eut déposé une demande de statut d'intervenant. Dans sa demande, la Première nation a indiqué que l'intérêt qu'elle portait au projet avait trait à ses droits de chasse, de pêche, de piégeage et de cueillette découlant des traités, et aux ressources non cédées. Le demandeur a indiqué qu'il n'avait pas contacté la Première nation au départ parce que ses terres de réserve sont situées à environ 300 km au sud de la zone du projet et que la limite nord de son territoire traditionnel se trouve à quelque 120 km du projet. Une carte que la Première nation de Duncan avait déposée dans le cadre de sa demande d'intervention confirmait ces limites. EnCana Ekwan a déclaré, en outre, que la Première nation de Duncan ne figurait dans aucune des sources notées plus haut auxquelles les promoteurs se reportent habituellement pour déterminer les groupes autochtones qu'il convient de contacter.

La Première nation de Duncan n'a pas déposé de preuve écrite avant la tenue de l'audience, mais elle a présenté, à l'audience même, certains documents dont elle s'est servie pour contre-interroger le demandeur. La Première nation n'a produit aucun témoin à l'audience. Pendant le contre-interrogatoire du demandeur, elle a présenté une requête orale d'ajournement de l'audience en soutenant que la demande était lacunaire et que le demandeur et la Couronne ne s'étaient pas acquittés de leur obligation fiduciaire de consulter les membres du Traité n° 8 au sujet du projet. L'Office a rejeté la requête en faisant valoir qu'il n'avait pas pour pratique d'ajourner une audience avant sa fin et de renvoyer le demandeur avec ordre de faire d'autres travaux. L'Office a avisé la Première nation de Duncan qu'elle pourrait faire valoir ses préoccupations en plaidoirie finale si elle jugeait que le demandeur n'avait pas établi le bien-fondé de sa position. La Première nation de Duncan a déposé une plaidoirie finale écrite et a soutenu que la demande était incomplète et que le demandeur n'avait pas pris en compte les incidences socio-économiques du projet sur les membres du Traité n° 8, ni respecté les droits des Premières nations signataires du Traité n° 8 d'être informées sur le projet et consultées à son sujet.

Opinion de l'Office

L'Office estime que EnCana Ekwan a utilisé les moyens appropriés pour déterminer les groupes autochtones susceptibles d'être intéressés par le projet envisagé et qu'elle a mené un programme de consultation à leur intention conformément à ses *Directives concernant les exigences de dépôt*. L'Office constate, en outre, que EnCana Ekwan a su résoudre convenablement les préoccupations soulevées par les groupes autochtones qu'elle avait consultés à l'origine.

En ce qui concerne la Première nation de Duncan, l'Office constate que le territoire traditionnel et les terres de réserve de cette Première nation se trouvent à une distance appréciable de la zone du projet et que, par conséquent, EnCana Ekwan ne pouvait pas se douter que la Première nation de Duncan aurait des préoccupations au sujet du projet. L'Office estime que EnCana Ekwan a réagi convenablement en amorçant des entretiens avec la Première nation et en essayant de régler ses préoccupations dès que celle-ci a manifesté un intérêt pour le projet.

L'Office est d'avis que le demandeur a tenu compte adéquatement de toute incidence d'ordre socio-économique que le projet pourrait avoir sur les membres du Traité n° 8 éventuellement touchés par le projet, opinion qu'il expose plus en détail au chapitre 5 des présents Motifs de décision. En outre, dans le rapport d'examen environnemental préalable qu'il a établi à l'égard du projet, l'Office a examiné l'incidence que le projet pourrait avoir sur les trappeurs et les chasseurs autochtones qui utilisent les terres dans le voisinage du projet et a déterminé que le projet n'était pas susceptible d'avoir des effets négatifs importants sur eux. L'Office souligne également que la Première nation de Duncan n'a produit aucune preuve établissant que le projet porterait atteinte à un de ses droits ancestraux ou issus de traités. Par conséquent, l'Office juge que ni la Couronne ni le demandeur n'ont l'obligation ou le devoir de consulter la Première nation de Duncan au sujet du projet. Ainsi, l'information que le demandeur a déposée à l'égard de la consultation des Autochtones est suffisante.

Chapitre 5

Questions socio-économiques

Le dossier de la demande déposée par EnCana Ekwan comprenait une évaluation des incidences socio-économiques du projet proposé. Divers aspects socio-économiques de la région visée y étaient analysés : l'emploi, les affaires et l'économie; les services communautaires; l'infrastructure de transport régionale et le débit de circulation; la santé et la sécurité. EnCana Ekwan a conclu que ni les travaux de construction ni l'exploitation du pipeline Ekwan n'entraîneraient des effets socio-économiques négatifs importants, et que les dépenses engagées dans la région, les emplois et les débouchés commerciaux découlant du projet représenteraient des avantages économiques certains pour la zone d'étude et d'autres régions du Canada.

EnCana Ekwan a indiqué que le nombre total d'employés affectés au projet atteindrait un maximum de 350 personnes, et qu'il se situerait en moyenne à quelque 155 personnes au cours des quatre mois de la période de construction. On estime que 100 emplois directement liés à la construction seraient pourvus depuis la zone d'étude même. Ce chiffre dépendrait cependant de l'entrepreneur à qui le contrat serait adjugé et des endroits où ses travailleurs seraient recrutés. EnCana Ekwan a affirmé qu'elle s'était engagée à optimaliser les retombées dans les localités visées par le projet et que l'appel d'offres serait structuré en conséquence. Durant la période de construction, les emplois indirects et induits estimatifs correspondraient à 22 années-personnes dans la zone d'étude et 168 en Colombie-Britannique. Le coût en capital estimatif du projet s'élève à 55 millions de dollars; environ 22 % et 4 % de ce montant pourrait être dépensé dans la zone d'étude, en Colombie-Britannique et en Alberta respectivement.

En ce qui concerne les avantages à long terme, EnCana Ekwan a affirmé que le projet proposé créerait deux emplois d'opérateur à temps plein à l'usine à gaz Sierra de EnCana O&G actuelle durant la phase d'exploitation. On prévoit que les titulaires de ces postes seraient recrutés sur place. EnCana Ekwan a expliqué en outre que les activités d'exploration et de production en amont ont également des effets positifs sur la situation de l'emploi et l'économie dans la région. Si le pipeline Ekwan était construit, il y aurait moins de risques que ces activités en amont soient retardées dans l'avenir dans l'éventualité où l'exploitation du réseau de Westcoast était interrompue en raison de travaux d'entretien ou de compression des expéditions.

La majeure partie du territoire où le projet proposé est situé a été désignée zone de mise en valeur élargie (Enhanced Resource Development) dans le plan de gestion des terres et des ressources (Land and Resource Management Plan) de Fort Nelson, les objectifs de gestion étant de procéder à la mise en valeur intensive des ressources, notamment les ressources forestières, le gaz naturel et les minéraux. L'autre partie du pipeline proposé est située dans une région où la mise en valeur des ressources est actuellement considérée comme acceptable, pourvu que l'aménagement des voies d'accès soit géré convenablement et que les valeurs culturelles ou traditionnelles et celles qui sont associées aux zones riveraines soient protégées.

Tel qu'il est précisé en 4.2 des présents Motifs de décision, EnCana Ekwan a répertorié quatre groupes autochtones vivant près du projet proposé, c'est-à-dire les Premières nations de Fort

Nelson, de Prophet River et Dene Tha' ainsi que le Conseil des Métis de la Colombie-Britannique. S'appuyant sur des renseignements recueillis dans le cadre de son programme de préavis public, EnCana Ekwan a affirmé que les groupes autochtones étaient des plus intéressés aux occasions d'emploi et d'affaires auxquelles le projet donnerait lieu pour la population autochtone locale. EnCana Ekwan a donc réservé dans les principaux contrats de construction du pipeline des possibilités économiques particulières à l'intention des Autochtones sur le plan des affaires et de l'emploi. De plus, EnCana Ekwan a conclu des ententes distinctes avec chacune des Premières nations concernant des avantages économiques et toute discussion portant sur l'emploi et les possibilités d'affaires devront respecter les critères énoncés dans ces ententes. Comme il est indiqué en 4.2, EnCana Ekwan a aussi discuté des possibilités d'emploi avec le Conseil des Métis de la Colombie-Britannique.

La Northern Society of Oilfield Contractors and Service Firms (NSOCSF) a soulevé des préoccupations au sujet de l'incidence qu'aurait le projet proposé sur les avantages socio-économiques dont jouit la région. Selon elle, puisque le pipeline Ekwan acheminerait du gaz brut de la Colombie-Britannique vers l'Alberta, le projet proposé aurait pour effet de réduire les possibilités d'agrandissement des réseaux de transport de gaz en Colombie-Britannique et, par conséquent, nuirait à l'économie et à la situation de l'emploi dans toute la région, voire la province. La NSOCSF a demandé que l'Office prenne en considération les incidences socio-économiques à long terme que le pipeline aurait dans la région, la province et même le pays. Elle a précisé qu'elle ne prenait position ni pour l'approbation ni pour le rejet du projet proposé.

Dans sa plaidoirie finale soumise par écrit, la ville de Fort St. John a fait savoir qu'elle n'avait pas l'intention de freiner ou d'empêcher l'approbation du projet proposé, mais qu'elle souhaitait plutôt faire part de trois préoccupations aux intervenants de l'industrie et aux organismes de réglementation :

- les incidences socio-économiques cumulatives des grands projets énergétiques sur les localités concernées;
- la capacité des entrepreneurs ou des résidents de ces localités de participer aux activités de construction et à l'entretien permanent de l'infrastructure installée;
- l'insuffisance de capacité actuelle des pipelines et usines de traitement du Nord-Est de la Colombie-Britannique en ce qui a trait au traitement des ressources actuellement mises en valeur.

Afin que ces questions soient prises en compte dans une perspective régionale, la ville de Fort St. John a proposé que l'on entame des discussions avec le gouvernement de la Colombie-Britannique, des représentants des administrations locales du Nord-Est de la province et d'autres exploitants de ressources.

Le ministère de l'Énergie et des Mines, au nom de la province de Colombie-Britannique, a déposé une lettre de commentaires appuyant le projet proposé, dans laquelle il affirme que l'industrie pétrolière et gazière est devenue un rouage très important de l'économie provinciale et que les recettes qu'elle produit pour les coffres de l'État sont essentielles au financement des services comme les soins de santé et l'éducation. Il a ajouté que les consommateurs canadiens

qui comptent sur la région visée par le projet pour leur approvisionnement en gaz profiteraient du gaz naturel additionnel qui serait transporté par le pipeline Ekwan.

Opinion de l'Office

L'Office a établi à sa satisfaction que EnCana Ekwan a évalué adéquatement les effets socio-économiques du projet proposé et il est d'avis que ce projet serait avantageux pour les collectivités locales, à court terme comme à long terme. L'Office est notamment satisfait des efforts que EnCana Ekwan propose de consacrer afin d'assurer que la main-d'oeuvre et les entreprises locales pourront profiter d'occasions d'emploi et de débouchés commerciaux.

En ce qui concerne les questions plus générales que la ville de Fort St. John et la NSOCSF ont soulevées au sujet des effets de la mise en valeur des ressources sur le Nord-Est de la Colombie-Britannique, l'Office est d'avis qu'elles débordent la portée de cette instance. L'Office constate toutefois que le projet proposé est conforme aux objectifs locaux d'aménagement du territoire et que le gouvernement de la Colombie-Britannique appuie le projet en raison des retombées économiques qui en découleraient dans la province. L'Office relève en outre les ententes conclues par EnCana Ekwan avec les Métis et Premières nations de la zone du projet proposé ainsi que les lettres d'appui reçues des trois Premières nations en faveur du pipeline Ekwan.

Chapitre 6

Questions environnementales

6.1 Processus d'examen environnemental préalable

La réalisation du projet proposé exige la délivrance d'un certificat d'utilité publique aux termes de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, laquelle déclenche l'obligation de mener un examen environnemental préalable conformément à la LCÉE. À titre de principale autorité responsable désignée en vertu de la LCÉE, l'Office a réalisé un examen préalable du projet proposé. L'Office a constaté que le projet proposé pourrait nuire à plusieurs éléments de l'environnement, comme le précise le rapport d'examen préalable. Le succès prévu des mesures de remise en état de l'habitat et de gestion de l'accès proposées en vue d'atténuer les effets environnementaux négatifs que le projet pourrait avoir sur la faune, l'habitat faunique et la végétation a particulièrement retenu l'attention de l'Office.

L'Office a déterminé, suivant la LCÉE, que sous réserve de la mise en oeuvre des mesures d'atténuation proposées par EnCana Ekwan ainsi que du respect des dispositions réglementaires de l'Office et conditions proposées jointes au rapport d'examen environnemental préalable de l'Office, le projet proposé n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants.

Quiconque souhaite se procurer un exemplaire du rapport d'examen environnemental préalable est prié de s'adresser à la bibliothèque de l'Office.

Chapitre 7

Questions financières et économiques

7.1 Questions financières

Le coût estimatif total du pipeline proposé est de 55 millions de dollars. EnCana Corporation, société mère et seule actionnaire de EnCana Ekwan, financerait le projet.

Aucune préoccupation au sujet du financement n'a été soulevée au cours de l'instance.

Opinion de l'Office

L'Office croit que EnCana Ekwan, par l'entremise d'EnCana Corporation, est en mesure de financer les installations proposées.

7.2 Droits, Tarif et transport

EnCana Ekwan a indiqué que le pipeline comporterait des risques commerciaux parce qu'elle seule serait exposée à des risques si les droits ou les volumes contractuels n'étaient pas suffisants pour produire un rendement raisonnable. Le taux de rendement réel obtenu par EnCana Ekwan dépendrait de la capacité qu'elle aurait de gérer ses coûts.

EnCana Ekwan a proposé que les droits exigibles pour ses services de transport soient basés sur les prix du marché, et elle a conclu une entente préalable avec une société affiliée, EnCana Gas Marketing, visant la prestation de services de transport garanti durant dix ans moyennant un droit fixe mensuel de 214,74 $ par 10^3m^3 (0,20 $/$10^3pi^3$).

EnCana Ekwan a fait savoir qu'elle était disposée à proposer un droit semblable pour un volume et une durée similaires à d'autres expéditeurs éventuels. Si des expéditeurs éventuels demandaient des services de transport garanti différents pour des volumes moindres ou des engagements de plus courte durée, EnCana Ekwan serait disposée à établir des droits basés sur les prix du marché pour ces services de transport différents.

Si de la capacité était disponible une fois remplis ses engagements de transport garanti, EnCana Ekwan serait disposée à offrir un service de transport interruptible à des taux basés sur les prix du marché.

La demande de EnCana Ekwan n'a pas été contestée à cet égard.

Opinion de l'Office

Aux termes de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ, l'Office doit veiller à ce que les droits soient justes et raisonnables, et qu'il n'y ait aucune distinction injuste quant aux droits, au service ou aux aménagements.

Le droit à durée fixe proposé par EnCana Ekwan donnerait l'assurance à l'expéditeur que le coût du transport ne serait pas modifié. Pour contrer les risques de non-rentabilité d'actifs et les hausses de coûts qui pourraient survenir, EnCana Ekwan a établi le droit à un niveau qui, à son avis, lui permettra de faire ses frais et de dégager un rendement approprié sur son capital investi.

L'Office constate que EnCana Ekwan est disposée à offrir des services de transport à d'autres expéditeurs à des taux basés sur les prix du marché, de sorte que d'autres producteurs pourraient expédier du gaz sur le pipeline proposé.

Compte tenu de ce qui précède, l'Office juge que la méthode de conception des droits proposée est acceptable.

7.3 Forme de réglementation

EnCana Ekwan a demandé d'être assujettie à la réglementation des sociétés du groupe 2 pour ce qui concerne les droits et le Tarif. Aucune préoccupation n'a été soulevée à cet égard au cours de l'instance.

Opinion de l'Office

Compte tenu de la taille de EnCana Ekwan, du nombre d'expéditeurs sur son pipeline et de sa méthodologie de conception des droits, l'Office estime qu'aux fins administratives, il convient que EnCana Ekwan soit réglementée en tant que société du groupe 2, en conformité avec le *Protocole sur la réglementation des sociétés du Groupe 2* (protocole) diffusé par l'Office en date du 6 décembre 1995.

Conformément au protocole de l'Office, les sociétés du groupe 2 sont réglementées en fonction des plaintes et assujetties à des exigences d'information financière moins rigoureuses. Par conséquent, l'Office ne juge pas nécessaire de délivrer une ordonnance pour approuver les droits et le Tarif proposés par EnCana Ekwan. Néanmoins, EnCana Ekwan doit déposer une copie de son Tarif de transport définitif auprès de l'Office avant le début de l'exploitation du pipeline proposé, conformément à l'alinéa 60(1)*a)* de la Loi sur l'ONÉ. Si EnCana Ekwan modifie son Tarif dans l'avenir afin de satisfaire aux demandes d'autres expéditeurs du service garanti ou de répondre aux demandes de service interruptible, elle devra également déposer une copie du Tarif ainsi modifié. L'Office fait

observer qu'à titre de société du groupe 2, EnCana Ekwan demeure entièrement assujettie à l'autorité réglementaire de l'Office. Tout expéditeur potentiel ayant des préoccupations concernant l'accès au pipeline ou son exploitation peut s'adresser à l'Office pour obtenir satisfaction.

L'Office avise également les intéressés que les alinéas 5(2)*a)* à *c)* du *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* s'appliquent à EnCana Ekwan, y compris l'obligation de déposer des états financiers annuels vérifiés.

7.4 Faisabilité économique

Marchés

Le gaz transporté sur le pipeline Ekwan serait livré au réseau de NGTL et acheminé par la suite vers différents marchés du Canada et des États-Unis. Comme le gaz livré sur le pipeline Ekwan serait intégré à l'ensemble des approvisionnements commercialisés par EnCana Gas Marketing et ses sociétés affiliées, qui s'élèvent à 77 $10^6 m^3/j$ (2,7 $10^9 pi^3/j$), le demandeur a sollicité, et obtenu, une exemption le soustrayant à l'obligation de fournir des données de marché détaillées[2].

Approvisionnement

EnCana Ekwan s'attend que le gaz naturel devant être transporté sur le pipeline Ekwan serait produit à partir de puits se trouvant dans la région Greater Sierra, située dans l'extrême Nord-Est de la Colombie-Britannique, sur des terrains appartenant à EnCana O&G et éventuellement à d'autres producteurs.

EnCana O&G est une société de premier plan dans les domaines de l'exploration, de la production et des propriétés foncières en Colombie-Britannique. Les terrains de EnCana O&G dans la région Greater Sierra totalisent environ 952 000 ha nets (3 525 sections), dont 120 000 ha nets (443 sections) ont été mis en valeur. EnCana O&G a déterminé que la formation Jean Marie était un nouvel objectif d'exploration important dans la région Greater Sierra, et elle se prépare à mettre ce potentiel en valeur.

EnCana O&G a foré 77 puits dans la région Greater Sierra en 2002, et elle s'attend à en forer 150 autres en 2003. On prévoit que le développement se poursuivra dans la région : jusqu'à maintenant, 500 emplacements de forage éventuels ont été recensés et les plans mis de l'avant prévoient le forage d'environ 100 puits par année. Depuis la formation Jean Marie, dans la région Greater Sierra, un puits de EnCana O&G produit habituellement à un taux stabilisé d'environ 28 $10^3 m^3/j$ (1 $10^6 pi^3/j$) après un déclin initial de 6 à 12 mois.

---

[2] EnCana Ekwan a demandé, en vertu de la partie I des *Directives concernant les exigences de dépôt* de l'Office, d'être exemptée de soumettre les renseignements sur ce qui suit : 1) l'état des autres approbations réglementaires, 2) l'état, pour chaque expéditeur, des marchés et des contrats de transport en amont et en aval, 3) les détails de l'approvisionnement en gaz pour chaque expéditeur, et 4) la base tarifaire ainsi que le coût du service. Les motifs invoqués pour la demande d'exemption concernent les risques que le pipeline comporte et les circonstances particulières de la demande. L'Office a accepté que EnCana soit soustraite à l'exigence de déposer ces renseignements dans une lettre datée du 25 avril 2003.

Ces activités de mise en valeur font en sorte que EnCana O&G prévoit accroître sa production de gaz dans la région Greater Sierra de 8,5 $10^6 m^3/j$ (300 $10^6 pi^3/j$), ce qui porterait sa production totale dans cette région à 12,7 $10^6 m^3/j$ (450 $10^6 pi^3/j$) d'ici à 2005.

Le demandeur a souligné que la nouvelle production de EnCana O&G s'ajoute au gaz qu'elle produit et qui est acheminé actuellement dans le réseau de Fort Nelson de Westcoast, et que EnCana O&G ne propose pas d'abandonner la capacité du réseau de Westcoast à Fort Nelson en prenant du gaz transporté actuellement dans le réseau de Westcoast pour le diriger vers le pipeline Ekwan.

Contrats de transport

Le seul expéditeur ayant conclu une entente préalable avec EnCana Ekwan est sa société affiliée, EnCana Gas Marketing. Le volume initial lié à la demande qui est prévu au contrat est de 2,8 $10^6 m^3/j$ (100 $10^6 pi^3/j$) à compter du 1er avril 2004 pour une durée de dix ans; une option permet toute augmentation jusqu'à un maximum de 5,7 $10^6 m^3/j$ (200 $10^6 pi^3/j$) le 1er avril 2005 et toute augmentation jusqu'à un maximum de 8,5 $10^6 m^3/j$ (300 $10^6 pi^3/j$) le 1er avril 2006.

EnCana Ekwan a indiqué qu'elle est disposée à conclure une entente de service de transport garanti avec tout autre expéditeur. À l'audience, une seule entreprise, Penn West Petroleum Ltd., a fait savoir par écrit qu'elle était intéressée à retenir de la capacité par contrat sur le pipeline proposé.

Bien que les volumes visés par l'entente préalable déjà signée avant que l'audience ne débute soient moindres que la capacité nominale d'environ 11,8 $10^6 m^3/j$ (418 $10^6 pi^3/j$), le demandeur a affirmé que la capacité excédentaire serait nécessaire pour diversifier le portefeuille de transport de EnCana O&G, gérer le risque de pertes de production attribuables à des interruptions sur le réseau de Westcoast aux fins d'entretien ou de compressions, et faciliter l'augmentation de la capacité.

Opinion de l'Office

Lorsqu'un demandeur propose de construire un pipeline comportant des risques commerciaux, l'Office s'attend que l'installation fonctionnerait à un niveau d'utilisation raisonnable sur la durée de sa vie économique, c'est-à-dire qu'il est raisonnablement permis de croire que l'approvisionnement en gaz serait suffisant pour le projet et que des marchés seraient accessibles.

Il est prévu que le gaz qui serait transporté sur le pipeline Ekwan proviendrait de puits forés sur des terrains de EnCana O&G dans la région Greater Sierra. EnCana O&G a fait ses preuves dans la mise en valeur de ressources gazières additionnelles dans la région et continue de le faire. Compte tenu des propriétés foncières que EnCana O&G détient, de ses activités récentes et de ses plans de mise en valeur de la région Greater Sierra, il est raisonnable de s'attendre que EnCana O&G augmenterait sa production de gaz comme elle le prévoit, soit de 8,5 $10^6 m^3/j$ (300 $10^6 pi^3/j$)

d'ici à 2005. Compte tenu de ces attentes raisonnables quant à l'accroissement de la productibilité par EnCana O&G, l'Office estime qu'il y aurait suffisamment de gaz pour que le pipeline Ekwan soit utile et utilisé.

Bien que les volumes pour lesquels des engagements de transport ont été obtenus à ce jour soient inférieurs à la capacité nominale du pipeline proposé, l'Office juge que les installations faisant l'objet de la demande sont de nature raisonnable étant donné la souplesse d'exploitation et de commercialisation souhaitée, les perspectives de croissance des approvisionnements et la capacité d'accéder à divers marchés. De plus, il est raisonnable de croire que le pipeline constituerait une solution de transport de rechange concurrentielle pour les tiers producteurs dans la zone en question.

L'Office constate qu'aucun intervenant n'a remis en question la faisabilité économique du pipeline proposé.

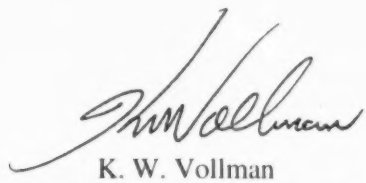
En résumé, l'Office estime que le pipeline Ekwan proposé serait faisable sur le plan économique et qu'il serait utilisé à un niveau raisonnable sur la durée de sa vie économique.

Chapitre 8

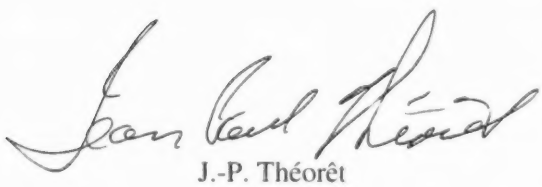
Dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent notre décision et nos Motifs de décision relativement à la demande entendue par l'Office au cours de l'instance GH-1-2003.

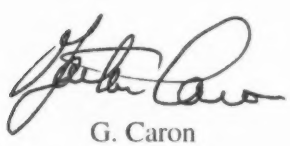
L'Office a établi à sa satisfaction, au vu de la preuve présentée, que le pipeline Ekwan proposé est d'utilité publique et qu'il le demeurera à l'avenir. L'Office approuve la demande de EnCana Ekwan visant de nouvelles installations pipelinières faite aux termes de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ et délivrera, sous réserve de l'agrément de la gouverneure en conseil, un certificat d'utilité publique assorti des conditions énoncées dans l'annexe II.



K. W. Vollman
Membre présidant l'audience



J.-P. Théorêt
Membre



G. Caron
Membre

Calgary (Alberta)
Septembre 2003

Annexe I

Liste des questions

L'ordonnance d'audience a permis de relever les questions suivantes à traiter à l'audience de l'instance GH-1-2003, sans que cette liste soit exhaustive :

1. La nécessité des installations proposées.

2. La faisabilité économique des installations proposées.

3. L'incidence potentielle du projet sur le plan commercial.

4. Les effets environnementaux et répercussions socio-économiques éventuels des installations proposées. On considérera également les facteurs décrits au paragraphe 16(1) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*.

5. Le caractère approprié du tracé général du pipeline.

6. La méthode de réglementation des droits et du Tarif.

7. Le caractère approprié de la conception des installations proposées.

8. Les conditions dont devrait s'assortir toute approbation accordée par l'Office.

Annexe II

Conditions du certificat

Généralités

1. Sauf indication contraire de l'Office, EnCana Ekwan doit veiller à ce que les installations approuvées soient conçues, fabriquées, situées, construites, et exploitées conformément aux plans, devis, calendriers et autres renseignements ou données énoncés dans sa demande, ou tel que produit en preuve dans le cadre de l'instance GH-1-2003.

2. Sauf indication contraire de l'Office, EnCana Ekwan doit mettre en œuvre, ou veiller à ce que soient mises en œuvre, les politiques, les pratiques, les mesures d'atténuation, les recommandations et les méthodes visant la protection de l'environnement évoquées dans sa demande ou présentées en preuve dans le cadre de l'instance GH-1-2003.

3. Dans les 30 jours suivant la date de mise en service des installations approuvées ou la date de la délivrance de la dernière ordonnance autorisant la mise en service, EnCana Ekwan doit confirmer auprès de l'Office, au moyen d'un avis signé par un dirigeant de la société, que les installations approuvées ont été achevées et construites en conformité avec toutes les conditions pertinentes énoncées dans le présent certificat. S'il ne peut confirmer la conformité avec l'une quelconque des conditions, le dirigeant de la société doit déposer auprès de l'Office les raisons l'empêchant de confirmer la conformité.

Avant la construction

4. EnCana Ekwan doit déposer auprès de l'Office, au moins 30 jours avant le début de la construction :

   a) les recommandations reçues du ministère de la Gestion durable des ressources de la Colombie-Britannique concernant les études sur les ressources patrimoniales;

   b) pour approbation les mesures d'atténuation qu'elle propose pour donner suite aux recommandations visées en a).

5. EnCana Ekwan doit déposer auprès de l'Office, au moins 30 jours avant le début de la construction, un plan de gestion de l'accès révisé, élaboré en consultation avec les autorités réglementaires pertinentes, lequel comprendra les éléments suivants :

   a) les objectifs de surveillance et de gestion des accès;

   b) les mesures à prendre et critères à observer pour atteindre ces objectifs;

   c) la fréquence des inspections des contrôles d'accès le long de l'emprise en cours d'exploitation;

d) les critères servant à déterminer les besoins en matière d'entretien, de réparation ou d'installation de nouvelles mesures de contrôle d'accès, notamment :

i) une description des mesures d'urgence à mettre en œuvre si les contrôles d'accès existants se révèlent inefficaces pour empêcher de nouveaux accès;

ii) un délai maximum approximatif pour la mise en œuvre des mesures d'urgence;

e) la fréquence des rapports à présenter à l'Office.

6. EnCana Ekwan doit déposer auprès de l'Office pour approbation, au moins 30 jours avant le début de la construction, les résultats de l'étude des plantes rares d'été; si des plantes rares ou des peuplements de plantes rares devaient être découverts au cours de l'étude, EnCana Ekwan doit déposer des mesures de protection de l'environnement révisées aptes à protéger les plantes ou peuplements relevés, aux étapes de la construction et de l'exploitation.

7. EnCana Ekwan doit déposer auprès de l'Office, au moins 14 jours avant le début de la construction ou dans tout autre délai qui lui aura été imparti par l'Office :

a) des cartes-tracé environnementales mises à jour;

b) toute autre mise à jour de son plan de protection de l'environnement.

8. EnCana Ekwan doit déposer auprès de l'Office pour approbation, au moins 30 jours avant le début de la construction, un plan de surveillance de la revégétation conçu de manière à répondre à l'objectif à long terme de rétablir la végétation indigène dans l'emprise. Ce plan doit être mis au point en consultation avec les autorités réglementaires pertinentes et comprendre les éléments suivants :

a) les objectifs du plan de surveillance de la revégétation;

b) les mesures à prendre et les critères à observer pour atteindre ces objectifs;

c) la fréquence des activités de surveillance le long de l'emprise et dans les aires de travail temporaires;

d) une indication de la fréquence prévue des rapports à présenter à l'Office concernant les progrès et le succès des mesures de revégétation.

Durant la construction

9. EnCana Ekwan doit déposer auprès de l'Office, au moins 14 jours avant les essais de pression, le programme d'essais de pression qu'elle prévoit pour le projet, conformément aux articles 7 et 23 du RPT-99.

10. EnCana Ekwan doit aviser l'Office par écrit de tout changement qu'elle compte apporter aux méthodes de franchissements des cours d'eau par FDH, en précisant les raisons du changement, et ce avant de le mettre en œuvre. EnCana Ekwan doit également déposer auprès de l'Office une copie de toute correspondance reçue des autorités réglementaires concernant la nouvelle méthode de franchissement envisagée. Dans un délai de 30 jours suivant la mise en œuvre de la nouvelle méthode de franchissement des cours d'eau, EnCana Ekwan doit déposer auprès de l'Office, pour approbation, une description des mesures révisées de remise en état et de revégétation pour les franchissements de cours d'eau visés.

Durant l'exploitation

11. EnCana Ekwan doit déposer auprès de l'Office, dans les six mois qui suivent le début de l'exploitation, un rapport environnemental définitif et les cartes-tracé environnementales précisant les mesures d'atténuation et de protection qui ont été mises en œuvre sur le terrain, notamment :

    a) l'emplacement de toutes les aires de l'emprise qui ont été réensemencées dans le cadre du plan de remise en état;

    b) l'emplacement de toutes les aires de l'emprise laissées pour revégétation naturelle;

    c) l'emplacement (et le type) de toutes les mesures spéciales de revégétation, tels les semis plantés sur les pentes raides le long des cours d'eau;

    d) l'emplacement (et le type) de toutes les mesures de gestion de l'accès et de réduction de la visibilité le long de l'emprise, en précisant notamment la longueur, la largeur et la hauteur des barrières physiques.

Expiration du certificat

12. Sauf indication contraire signifiée par l'Office avant le 31 décembre 2004, le présent certificat expire le 31 décembre 2004, à moins que la construction et l'assemblage des installations visées par la demande n'aient commencé à cette date.

Canada